



APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Mayara das Neves Alves

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro
Agosto de 2020

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Mayara das Neves Alves

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Aprovada por: Prof. Djalma Mosqueira Falcão
Prof. Glauco Nery Taranto
Prof. Vitor Hugo Ferreira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO DE 2020

Alves, Mayara das Neves

Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em redes de distribuição com elevada penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída/ Mayara das Neves Alves – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XVI, 94 p. il.; 29,7 cm

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 91-94.

1. Aplicação de Sistema de Armazenamento de Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Impacto em Redes de Distribuição. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Ao meu afilhado, João.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me concedido saúde e energia para conclusão deste projeto e à minha família, por ter sido suporte de amor em todos os momentos.

Em especial, à minha mãe, Eva, que em sua sabedoria sempre encontrava as palavras mais adequadas para as minhas necessidades, a meu pai, Carlos, por sempre acreditar que seria possível, à minha irmã, Mayra, por realizar seus sonhos e me inspirar a realizar os meus e a meu irmão, Carlos Júnior, por ter entendido meu momento e por caminhar ao meu lado nesses últimos anos. Em cada palavra que escrevi existe um pouco vocês.

Ao meu namorado, Sandro, por ter compreendido minhas ausências e pela parceria durante a caminhada.

A todos os meus amigos que torceram para que esse momento chegasse e se mantiveram ao meu lado, apesar das ausências.

Ao meu orientador, Djalma, pela confiança, paciência e *feedbacks* nos momentos adequados. Tenho certeza que as cobranças e sinais “amarelos” durante o percurso me guiaram para superar os obstáculos e manter o ritmo para conclusão deste projeto.

À amiga Marcelle Alves e ao colega Jader Sousa, da COPPE, que me ajudaram imensamente nos primeiros passos com o *OpenDSS*, sendo gratas surpresas desta jornada.

À COPPE e a todo o corpo docente do Programa de Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos durante este período.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Mayara das Neves Alves

Agosto/2020

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho analisa o desempenho de redes de distribuição com elevado nível de penetração de geração solar fotovoltaica distribuída e sistemas de armazenamento de energia, a partir da avaliação dos parâmetros de nível de perdas, violações de tensão e taxa de carregamento de condutores e transformadores. É considerada a instalação de sistemas de armazenamento pelos consumidores de forma descentralizada, sem controles de tensão específicos, buscando exclusivamente viabilizar o gerenciamento de energia do consumidor, de modo que seja possível observar os efeitos e possíveis benefícios indiretos na rede em cenários onde a concessionária de energia não exerce controle. Para tal, foram modelados sistemas de armazenamento que operam considerando como referência a aplicação da tarifa branca e tarifa binômia, dimensionados para fornecimento de energia durante o horário de ponta e intermediário (para a tarifa branca) ou dimensionados para evitar que os limites contratados sejam ultrapassados (para a tarifa binômia), considerando, em ambos os casos, instalação de geradores com fator de potência unitário. Percebeu-se, com base nos resultados obtidos, que a aplicação de sistemas de armazenamento de energia nas condições propostas pelo estudo resulta em benefícios indiretos para a rede na maior parte dos casos, sendo a tarifa branca a estratégia operativa que apresenta resultados positivos mais relevantes.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

APPLICATION OF ENERGY STORAGE SYSTEMS IN DISTRIBUTION
NETWORKS WITH HIGH PENETRATION OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC
SOLAR GENERATION

Mayara das Neves Alves

August/2020

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This work analyzes the performance of distribution networks with high penetration's level of distributed photovoltaic solar generation and energy storage systems, from the evaluation of parameters of loss level, voltage violations and charging rate of conductors and transformers. It is considered the installation of storage systems by consumers in a decentralized way, without specific voltage controls, seeking exclusively to enable consumer energy management, to make possible observing the effects and possible indirect benefits on the network in scenarios where the Distribution Network Operator (DNO) does not exercise control. For this purpose, storage systems were modeled to operate considering as reference the application of the "White" tariff (Time-of-use Energy Management) and "Binomial" tariff (Demand Management), were sized for power supply during peak hours (for "White" tariff) or sized to prevent the contracted limits being exceeded (for the "Binomial" tariff), considering, in both cases, installation of generators with unitary power factor. It was noticed, based on the results obtained, that the application of energy storage systems under the conditions proposed by the study results in indirect benefits for the network for most of the cases, with the "White" tariff being the operative strategy that presents more relevant positive results.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVO	4
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
2.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	8
2.1	ASPECTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	8
2.1.1	Aspecto Regulatório	8
2.1.2	Características da Geração Distribuída no Brasil	10
2.1.3	Características da geração fotovoltaica	13
2.2	CARACTERÍSTICAS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	15
2.3	IMPACTOS DA ELEVADA PENETRAÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	17
2.4	REGULAÇÃO DE TENSÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
3.	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	22
3.1	TECNOLOGIAS PARA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	22
3.2	APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	25
3.2.1	Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição	28
3.2.2	Aplicação das tecnologias de armazenamento	29
3.3	CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS.....	30
3.3.1	Baterias Chumbo-Ácidas.....	31
3.3.2	Baterias Sódio-Enxofre (<i>NaS</i>).....	31
3.3.3	Baterias de Fluxo	32
3.3.4	Baterias de Íon-Lítio.....	32
4.	MODELAGEM DO PROBLEMA E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS	34
4.1	MODELAGEM DO PROBLEMA	34
4.1.1	Curvas de Carga e Irradiância	34

4.1.2	Rede de Distribuição	36
4.1.3	Associação das curvas de carga aos nós da rede de distribuição e dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	39
4.1.3.1	Rede de distribuição secundária - BT	39
4.1.3.2	Rede de distribuição primária – MT	43
4.1.4	Estratégias operativas e dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.....	45
4.1.4.1	Estratégias operativas para o uso do armazenamento.....	45
4.1.4.2	Dimensionamento dos sistemas de armazenamento de energia utilizados	47
4.1.5	Alocação estocástica da Geração Distribuída e dos sistemas de armazenamento	48
4.1.6	Ambiente de Simulação.....	51
4.1.6.1	Modelagem do sistema de Geração Fotovoltaica no <i>OpenDSS</i> ..	52
4.1.6.2	Modelagem do sistema de armazenamento de energia no <i>OpenDSS</i>	52
4.1.7	Cenários estudados	53
4.2	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS	54
4.2.1	Perfil de Tensão	54
4.2.2	Nível de Perdas do sistema de distribuição	55
4.2.3	Carregamento dos Condutores e Transformadores	56
5.	ESTUDOS COMPUTACIONAIS.....	57
5.1	DESCRIÇÃO DAS MODIFICAÇÕES REALIZADAS NO SISTEMA TESTE <i>IEEE 123-BUS FEEDER</i> E REDE BT-29 BARRAS.....	57
5.2	PREMISSAS UTILIZADAS PARA REALIZAÇÃO DAS SIMULAÇÕES	57
5.3	ANÁLISE DA REDE SEM ALTERAÇÕES: CASO BASE	58
5.3.1	Análise das perdas	58
5.3.2	Análise das violações de tensão.....	59
5.3.3	Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores	60
5.4	ANÁLISE DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA MMDG	64
5.4.1	Análise das perdas	64
5.4.2	Análise das Violações de Tensão	67

5.4.3	Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores	69
5.5	ANÁLISE DA REDE COM MMGD E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (CASO COMPLETO)	71
5.5.1	Tarifa branca	71
5.5.1.1	Análise das Perdas	71
5.5.1.2	Análise das Violações de Tensão	74
5.5.1.3	Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores	76
5.5.2	Tarifa binômia	79
5.5.2.1	Análise das Perdas	79
5.5.2.2	Análise das Violações de Tensão	81
5.5.2.3	Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores	84
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	87

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. FONTE: [30].....	11
FIGURA 2 - PARTICIPAÇÃO DE CADA FONTE NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM 2019. FONTE: [30]	11
FIGURA 3 – POTÊNCIA INSTALADA POR FONTE ATÉ 23.05.2017. FONTE: [1].....	12
FIGURA 4 - GRÁFICO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. FONTE: [32]	13
FIGURA 5 – POTÊNCIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO DE 156MM X 156MM, SOB CONDIÇÕES- PADRÃO DE ENSAIO. FONTE: [33].....	14
FIGURA 6 - INFLUÊNCIA DA (A) VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO NA TEMPERATURA DE 25°C E (B) DA TEMPERATURA (PARA IRRADIÂNCIA DE 1000W/M ² , ESPECTRO AM1, 5) NA CURVA I- V. FONTE: [33]	15
FIGURA 7 - FAIXAS DE POTÊNCIA DOS GERADORES ATÉ 23/05/17. FONTE: [1].....	17
FIGURA 8 - ELEVAÇÃO E QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO PASSIVAS. ADAPTADO DE: [14].....	19
FIGURA 9 - COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. FONTE: [21]	28
FIGURA 10 - HISTÓRICO DE PREÇOS PARA BATERIAS DE ÍON-LÍTIO (2010 - 2019). FONTE: [38,39]	33
FIGURA 11 - CURVA DE IRRADIÂNCIA TÍPICA	35
FIGURA 12 - IEEE 123 NODE TEST FEEDER. FONTE: [43]	37
FIGURA 13 - REDE BT-29	38
FIGURA 14 - CURVA CONSOLIDADA - NÓS DA MT	44
FIGURA 15 - COMPARAÇÃO DAS CURVAS DE GERAÇÃO PARA OS NÓS DA MT E CURVAS DE CARGA	44
FIGURA 16 - COMPARATIVO ENTRE TARIFA BRANCA E TARIFA CONVENCIONAL. FONTE: [49]	46
FIGURA 17 - DIMENSIONAMENTO DO BESS (EXEMPLO)	48
FIGURA 18 - ILUSTRAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE TENSÃO PARA CIRCUITOS PRIMÁRIOS E SECUNDÁRIOS. ADAPTADA DE: [56].....	55

FIGURA 19 - PERDAS TÉCNICAS NOS (A) TRANSFORMADORES E (B) NAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO (CASO BASE)	59
FIGURA 20 - PERDAS TÉCNICAS NA (A) MT E (B) BT (CASO BASE)	59
FIGURA 21 - PERFIL DE TENSÃO PARA A SUBESTAÇÃO PRINCIPAL (CASO BASE)	60
FIGURA 22 - IDENTIFICAÇÃO DOS TRECHOS DO ALIMENTADOR MONITORADOS PELA TAXA DE CARREGAMENTO DOS CONDUTORES - MT	61
FIGURA 23 - IDENTIFICAÇÃO DOS TRECHOS DO ALIMENTADOR MONITORADOS PELA TAXA DE CARREGAMENTO DOS CONDUTORES – BT	61
FIGURA 24 – TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO (HORÁRIO) DOS CONDUTORES DE BT PARA O CASO BASE	62
FIGURA 25 – TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO (POR DIA) DOS CONDUTORES DE MT PARA O CASO BASE	63
FIGURA 26 – TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO (POR DIA) DOS CONDUTORES DE BT PARA O CASO BASE	63
FIGURA 27 – TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS TRANSFORMADORES (CASO BASE)..	64
FIGURA 28 - PERDAS NA MT (COM MMGD)	65
FIGURA 29 - PERDAS NA BT (COM MMGD)	66
FIGURA 30 - PERDAS TÉCNICAS NA BT COM RESTRIÇÃO DE POTÊNCIA (COM MMGD)...	67
FIGURA 31 - PERDAS TÉCNICAS NA BT COM RESTRIÇÃO DE POTÊNCIA E TIPO DE CONEXÃO COM A REDE (COM MMGD)	67
FIGURA 32 - VIOLAÇÕES DE TENSÃO POR NÍVEL DE PENETRAÇÃO (COM MMGD).....	68
FIGURA 33 – CLIENTES IMPACTADOS POR NÍVEL DE PENETRAÇÃO – ACUMULADO (COM MMGD).....	68
FIGURA 34 - IDENTIFICAÇÃO DOS CLIENTES COM MAIOR FREQUÊNCIA DE VIOLAÇÕES DE TENSÃO (COM MMGD)	69
FIGURA 35 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA MT (COM MMGD)	70
FIGURA 36 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA BT (COM MMGD)	70
FIGURA 37 – TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS TRANSFORMADORES (COM MMGD)	71
FIGURA 38 - PERDAS TÉCNICAS NA MT (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA).....	72
FIGURA 39 - PERDAS TÉCNICAS NA BT (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA).....	73
FIGURA 40 - NÍVEL DE PERDAS MÉDIAS PARA A MT (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	73

FIGURA 41 - NÍVEL DE PERDAS MÉDIAS PARA A BT (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	74
FIGURA 42 - VIOLAÇÕES DE TENSÃO PROPORCIONAIS CONSIDERANDO INCLUSÃO DE BESS, EM REFERÊNCIA AO CASO COM MMGD, APENAS – TARIFA BRANCA	74
FIGURA 43 – CLIENTES IMPACTADOS POR VIOLAÇÕES DE TENSÃO (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	75
FIGURA 44 - PRINCIPAIS CLIENTES IMPACTADOS PARA 60% E 80% DE MMGD (CASO COMPLETO - TARIFA BRANCA)	76
FIGURA 45 - PRINCIPAIS CLIENTES IMPACTADOS PARA 100% DE MMGD (CASO COMPLETO - TARIFA BRANCA)	76
FIGURA 46 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA MT (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	77
FIGURA 47 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA BT PARA 100% DE MMGD (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	78
FIGURA 48 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS TRANSFORMADORES (CASO COMPLETO – TARIFA BRANCA)	78
FIGURA 49 - PERDAS TÉCNICAS NA MT (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	79
FIGURA 50 - PERDAS TÉCNICAS NA BT (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	80
FIGURA 51 - NÍVEL DE PERDAS MÉDIAS PARA A MT (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	80
FIGURA 52 - NÍVEL DE PERDAS MÉDIAS PARA A BT (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	81
FIGURA 53 - VIOLAÇÕES DE TENSÃO PROPORCIONAIS CONSIDERANDO INCLUSÃO DE BESS, EM REFERÊNCIA AO CASO COM MMGD, APENAS – TARIFA BINÔMIA	82
FIGURA 54 - CLIENTES IMPACTADOS POR VIOLAÇÕES DE TENSÃO (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	83
FIGURA 55 - PRINCIPAIS CLIENTES IMPACTADOS PARA 60% E 80% DE MMGD (CASO COMPLETO - TARIFA BINÔMIA)	84
FIGURA 56 - PRINCIPAIS CLIENTES IMPACTADOS PARA 100% DE MMGD (CASO COMPLETO - TARIFA BINÔMIA)	84
FIGURA 57 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA MT (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	85
FIGURA 58 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS CONDUTORES NA BT PARA 100% DE MMGD (CASO COMPLETO – TARIFA BINÔMIA)	86

FIGURA 59 - TAXA DE CARREGAMENTO MÉDIO DOS TRANSFORMADORES (CASO COMPLETO - TARIFA BINÔMIA).....	86
---	----

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CARACTERÍSTICAS DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. ADAPTADA DE: [18].....	24
TABELA 2 - CONSOLIDAÇÃO DAS APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO, POTÊNCIA, DURAÇÃO DA DESCARGA E TEMPO DE RESPOSTA. FONTE: [18,20,23].....	27
TABELA 3 - NÓS COM CARGA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT-29. FONTE: [44].....	39
TABELA 4 - PICO DE POTÊNCIA ATIVA POR FAIXA DE CONSUMO.....	40
TABELA 5 - ASSOCIAÇÃO DAS CARGAS AS FAIXAS DE CONSUMO PARA AS CARGAS RESIDENCIAIS.....	41
TABELA 6 - ASSOCIAÇÃO DAS CARGAS AS FAIXAS DE CONSUMO PARA AS CARGAS COMERCIAIS.....	42
TABELA 7 - ASSOCIAÇÃO - FAIXA DE POTÊNCIA VS POTÊNCIA DA UNIDADE DE GERAÇÃO	43
TABELA 8 - CONSOLIDAÇÃO DOS CONSUMIDORES POR FAIXA DE CONSUMO E TIPO	43
TABELA 9 - PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 kV E INFERIOR A 69 kV. FONTE: [55]	54
TABELA 10 - PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 1 kV (220/127). FONTE: [55]	55
TABELA 11 - VIOLAÇÕES DE TENSÃO PERCENTUAIS EM RELAÇÃO À REFERÊNCIA NO PERÍODO DAS 9H ÀS 15H	82

Lista de Abreviaturas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BESS – *Battery Energy Storage System*

BT – Baixa Tensão

CC – Corrente Contínua

CA – Corrente Alternada

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – *Electric Power Research Institute*

GD – Geração Distribuída

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

MPPT - *Maximum Power Point Tracking*

MT – Média Tensão

OLTC - *On Load Tap Changing*

REN – Resolução Normativa

SOC – *State of Charge*

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição é um tema relativamente recente, motivado principalmente pela inclusão de geração distribuída a partir de fontes renováveis nessas redes, historicamente projetadas para operar em uma configuração radial, considerando fluxo unidirecional de energia, da subestação para o consumidor.

Nesse novo contexto, o consumidor, antes um usuário passivo do sistema, pode agora escolher ser um usuário ativo, tendo como alternativa ora demandar potência da rede, ora injetar potência na rede, de maneira não controlada pela concessionária. No Brasil, em específico, onde encontra-se vigente o modelo de compensação integral de energia, regulamentado pela Resolução Normativa (REN) nº 482 em 2012, de modo que toda a energia injetada na rede poderá ser consumida posteriormente em momento de maior conveniência para o consumidor, a escolha pela instalação desses sistemas tem crescido de maneira relevante.

Para exemplificar esse crescimento, em referência à instalação de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída), antes de 2012 a potência instalada no Brasil estava no patamar de 0,4MW. Em julho de 2019 o Brasil alcançou o marco histórico de 1 GW, ou seja, 2500 vezes o patamar existente antes da regulamentação [1] [2]. Em maio de 2020, superando inclusive a previsão realizada pela EPE em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, alcançou o patamar de 3 GW [3].

No entanto, à medida que o nível de penetração da MMGD cresce, são intensificados os impactos decorrentes dessa integração. No caso da geração solar fotovoltaica, que possui fonte de natureza estocástica e que possui pico de geração não coincidente com o pico de carga, surge a possibilidade de fluxo reverso e como consequência, de problemas associados à coordenação da proteção, regulação de tensão, dentre outros. Em instalações com perfis residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte, o fator de simultaneidade estimado é na ordem de

38,92%¹, ou seja, a parcela mais expressiva da energia gerada não é consumida imediatamente, sendo ou injetada na rede ou armazenada [4].

Dentre os impactos mais relevantes encontram-se a alteração do perfil e violações de tensão, aumento no carregamento dos condutores e transformadores, flutuações de tensão, aumento do nível de perdas, desbalanceamento de correntes e tensões, o que dificulta a manutenção dos parâmetros de qualidade da energia elétrica pelas concessionárias.

Essa mudança de paradigma agrega desafios, em especial quando se trata da geração solar e eólica, que possuem fontes primárias que não podem ser armazenadas diretamente (sol e vento).

Em relação à capacidade de armazenamento, destaca-se que nos sistemas tradicionais de geração de energia elétrica centralizados, o armazenamento de energia é realizado principalmente em forma de energia primária, a partir do acúmulo de água nos reservatórios (usinas hidrelétricas), armazenamento de combustíveis fósseis e nucleares (usinas termelétricas), dentre outros, de modo a garantir suprimento energético para atendimento instantâneo à carga e para as necessidades futuras. Com a expansão da capacidade de geração, sem acréscimo de sistemas de armazenamento adicionais, perde-se flexibilidade e são agregadas incertezas à operação do sistema, relacionadas principalmente à disponibilidade energética para atendimento instantâneo à carga no momento adequado, devido também às incertezas relacionadas ao suprimento hídrico, impactado pelos efeitos do aquecimento global e as incertezas relacionadas à demanda de energia, diretamente impactada pelas mudanças nos hábitos de consumo e eletrificação dos meios de transporte.

Nesse contexto, as tecnologias de sistemas de armazenamento que podem compensar esse elevado grau de incerteza, atender demandas por geração nos horários de pico e aumentar a confiabilidade quanto à disponibilidade do suprimento energético se tornam elementos chaves [5]. Além desses pontos, a utilização de sistemas de armazenamento pode ainda suportar a integração de geração de energia por meio de novas fontes renováveis em sistemas de distribuição, possibilitando que a geração esteja mais próxima dos centros de consumo, otimizando o uso da rede, reduzindo emissões de gases de efeito estufa e postergando investimentos em geração, transmissão e distribuição, dentre outros.

Considerando a existência do esquema de compensação, não existe estímulo ou atratividade

¹ Considerando como referência a média de simultaneidade verificada pelo projeto de P&D “Telhados Solares Unicamp-CPFL”, que monitorou por 1 (um) ano a operação de 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica em Campinas, São Paulo.

para instalação desses sistemas pelo consumidor, uma vez que hoje a rede de distribuição funciona como uma bateria, sem custos adicionais para este usuário.

No entanto, as concessionárias alegam que o atual sistema de compensação de energia elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, uma vez que a remuneração é proporcional ao consumo de energia, que tende a reduzir à medida que o nível de penetração da geração distribuída aumenta. Com objetivo de obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à MMGD, a ANEEL instaurou audiência pública para revisão da REN nº 482/2012, buscando analisar alternativas ao modelo atual, considerando formas de valorar a energia injetada na rede.

Em paralelo, existe estudo para implantação de tarifa binômia, em substituição ao modelo monômio atual. Pretende-se, nesse novo modelo, faturar tanto o consumo quanto a potência contratada pelo consumidor, fazendo com que a utilização de potência superior à contratada incorra em pagamento adicional.

Diante das novas possibilidades e a depender das alterações realizadas no modelo vigente, somadas as reduções de preço para tecnologias de armazenamento potenciais, a instalação de sistemas que armazenam energia pelo consumidor pode se tornar vantajosa, tornando o uso destas tecnologias viáveis financeiramente.

Destaca-se, no entanto, a alteração nos limites de responsabilidade dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo a partir desse modelo: com a inclusão de sistemas de armazenamento e geração distribuída na rede de distribuição surgem necessidades específicas, uma vez que baterias, por exemplo, demandam atenção especial referente a manutenção do equipamento em si e do ambiente no qual ela encontra-se inserida, de modo a garantir a confiabilidade do sistema [6].

Adicionalmente, a ANEEL realizou convocação, por meio do Projeto Estratégico (Chamada nº 021/2016) “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”, buscando criar massa crítica e base tecnológica a respeito do tema a partir do desenvolvimento de projetos que busquem aplicar a tecnologia, avaliar os custos e benefícios para o sistema elétrico e se apresentem como respostas frente aos desafios tecnológicos e de mercado identificados [5], explicitando a importância do tratamento a este tema.

De uma forma geral, percebe-se que a instalação de sistemas de armazenamento pode agregar

valor, no entanto, qual é o impacto da aplicação de sistemas de armazenamento pelo consumidor, de maneira descentralizada e sem controles específicos? Existem benefícios indiretos desta escolha para a concessionária? Estas são as perguntas que motivam esta dissertação, com objetivo detalhado no tópico a seguir.

1.2 Objetivo

Este estudo tem como objetivo analisar o impacto da inclusão de sistemas de armazenamento de energia em rede de distribuição com elevada penetração de Geração Distribuída, considerando estratégias para controle desses sistemas que busquem realizar o gerenciamento de energia do consumidor, para seu benefício direto. Neste caso, o resultado da instalação desses equipamentos para a rede será indireto e quantificado sob os aspectos de violação de tensão, nível de perdas e taxa de carregamento dos condutores e transformadores.

As estratégias adotadas para gerenciamento de energia do consumidor se baseiam na aplicação das Tarifas Branca e Binômia, que consideram custo de energia diferenciado por horário de utilização e custo de energia diferenciado por patamar de carga, respectivamente.

Ao final do estudo, objetiva-se quantificar o impacto da aplicação de sistemas de armazenamento, assim como identificar em quais configurações dentre as que beneficiem os consumidores são percebidos os melhores resultados para a concessionária.

1.3 Revisão Bibliográfica

Em [6] foi apresentada uma visão geral do impacto da inclusão de baterias em redes de distribuição, assim como foram consolidados os dados referentes a experiências de outros países que possuem esses sistemas instalados. Sinaliza que projetos que incluem aplicação de sistemas de armazenamento de energia já foram considerados pesquisa e inovação e que atualmente são considerados como equipamentos que compõem os sistemas de distribuição, possibilitando melhoria na eficiência do sistema, sendo alternativa para elevados investimentos de capital para modernizações da rede ou ainda permitindo a maior integração de fontes renováveis.

Os impactos decorrentes da elevada penetração da geração distribuída relacionados a regulação de tensão em redes de distribuição foram apresentados em [7] e em [8].

Em [7] destaca-se o potencial dos sistemas de armazenamento como fontes de energia com emissão próxima a zero, capacidade de prover reserva de capacidade, injetando ou absorvendo potência na rede, podendo prover regulação de tensão.

Em [9] foi analisado o problema da elevação de tensão em redes com geração distribuída, analisando o perfil de tensão ao longo de alimentador densamente carregado de 11kV.

Os impactos negativos da elevada penetração da geração Distribuída foram apresentados em [10] e em [11], de uma maneira mais ampla, considerando os aspectos de regulação de tensão, perdas, carregamento dos alimentadores, distorções harmônicas, dentre outros.

Em [12] foi avaliado o impacto da aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos, considerando sistemas de armazenamento de energia controlados por consumidores e pela concessionária e utilizando uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo para realização dos estudos. Para avaliação dos resultados, foram utilizados os parâmetros do PRODIST, acrescidos de indicadores de sobrecorrente em condutores e sobrecarga em transformadores. Foi percebido, nas condições assumidas pelo estudo, que a inclusão de sistemas de armazenamento de energia pode beneficiar a concessionária indiretamente quando deslocam o pico da demanda da curva de carga.

Em [13] é realizada análise para verificar o impacto no perfil de tensão devido à integração de sistemas de geração fotovoltaica e baterias (ambos de porte residencial) em uma rede real da Itália, sem considerar controles específicos, buscando reduzir a injeção de potência na rede. A aplicação do método de Monte Carlo também é realizada neste estudo para seleção do perfil de cargas do consumidor, dimensionamento, alocação de geradores fotovoltaicos e baterias. Como resultado, foi percebido que a utilização de baterias pode contribuir indiretamente com suporte de tensão à rede e também aumentar o autoconsumo, provendo serviços ancilares à rede e tornando mais atraente o incentivo a instalação desses equipamentos.

Na tese apresentada em [14] foi realizado estudo, dentre outras análises, considerando aplicação de sistemas de armazenamento de energia de maneira distribuída, propondo estratégia de controle local. O autor chamou atenção a respeito de muitos estudos que consideram controle de sistemas de armazenamento de escala residencial, adquiridos pelo consumidor, operando com estratégias operativas que beneficiam prioritariamente a rede,

inclusive limitando a capacidade de armazenamento das baterias. Realizou estudo estocástico, também considerando a aplicação do método de Monte Carlo.

Em [15], após estudo para inclusão de geração fotovoltaica e bateria de maneira centralizada, conclui-se que os sistemas de armazenamento de energia se apresentam como boa ferramenta para melhorar a qualidade da energia elétrica da rede, dado que podem absorver o excedente de geração, melhorando, por exemplo, os casos de elevação de tensão. Neste caso, a bateria foi instalada o mais próximo possível da geração, buscando obter melhores resultados no que tange a suavização das fontes de natureza estocástica.

Além dos estudos já citados, em [16] [17] também são realizadas simulações de Monte Carlo para analisar o impacto da elevada penetração de geração distribuída e o impacto dos ciclos de carga e descarga de carros elétricos, respectivamente, buscando considerar as incertezas associadas ao problema. Em [16] e em [17] a metodologia de análise de resultados considerou a avaliação do percentual de clientes impactados por violação de tensão e taxa de utilização do trecho principal do alimentador, sendo que em [17] é adicionada a métrica referente a taxa de utilização dos transformadores.

Em [18] é apresentado um comparativo entre as opções de armazenamento disponíveis no mercado, destacando as tecnologias utilizadas nas diversas áreas do setor elétrico, fornecendo informações sobre aplicações de sistemas de armazenamento de energia, assim como as tecnologias potenciais para os próximos 15 anos (a partir de 2015), considerando aspectos econômicos e tecnológicos. Além disso, também realiza comparação entre os parâmetros de potência, duração do armazenamento, vida útil, percentual de auto descarga, densidade de energia, densidade de potência, eficiência, tempo de resposta para as diversas tecnologias de armazenamento.

As características dos sistemas de armazenamento, opções de tecnologia, aplicações e potencial de utilização também são apresentadas em [19–24].

1.4 Estrutura da dissertação

Essa dissertação está organizada em 6 capítulos. Além do capítulo 1, referente a introdução, onde são apresentadas as motivações para o estudo, objetivo e revisão bibliográfica, tem-se:

- Capítulo 2: apresenta os aspectos da geração distribuída relacionados à regulamentação, crescimento no Brasil e características técnicas, características das redes de distribuição, revisa os impactos decorrentes da elevada penetração de Geração Distribuída e aborda aspectos relacionados a regulação de tensão para essas redes.
- Capítulo 3: apresenta revisão sobre as principais opções de armazenamento de energia disponíveis, classificando-as de acordo com o método de armazenamento utilizado (armazenamento da energia térmica, mecânica, eletroquímica, química e elétrica/eletromagnética), características técnicas e aplicações, detalhando os aspectos de funcionamento das baterias (Chumbo-Ácidas, Sódio-Enxofre, de Fluxo e Íon-Lítio).
- Capítulo 4: apresenta os aspectos considerados para modelagem do problema, a rede que será utilizada e demais insumos necessários para realização das simulações, tais como curvas de carga e geração de referência, estratégia operativa para os sistemas de armazenamento, ambiente de simulação e cenários estudados. Adicionalmente, são apresentadas a metodologia para realização dos estudos e para avaliação dos resultados.
- Capítulo 5: evidencia as alterações no sistema teste utilizado, premissas adotadas e resultados obtidos para os estudos realizados.
- Capítulo 6: Apresenta as conclusões decorrentes dos estudos realizados e recomendações de trabalhos futuros.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Devido à disponibilidade de novas tecnologias, diminuição de custos e necessidades cada vez maiores de geração de energia com níveis mais baixos de emissões de CO₂, motivados por acordos mundiais que buscam ações mais sustentáveis, tais como o Protocolo de Kyoto, assinado em 1997 e o Acordo de Paris, que entrou em vigor em 2016, a geração de energia por meio de fontes renováveis tem conquistado cada vez mais as matrizes energéticas mundiais, com potenciais de crescimento muito elevados.

Essa tendência de crescimento é benéfica para a sociedade no que tange às questões ambientais, decorrentes da redução da dependência por combustíveis fósseis e ao alcance de maior eficiência do sistema, uma vez que a geração se localizará cada vez mais próxima dos centros de consumo. No entanto, ao considerar o aspecto operacional do sistema elétrico, a elevada penetração de geração de energia por meio de fontes renováveis agrega desafios, que serão detalhados neste capítulo.

O capítulo 2 contextualiza os aspectos gerais e legais da GD, suas características no Brasil, as características técnicas e relevância da geração fotovoltaica neste contexto, assim como quais são os impactos decorrentes da elevada penetração desses recursos energéticos distribuídos nas redes de distribuição.

2.1 Aspectos da Geração Distribuída

2.1.1 Aspecto Regulatório

A Geração Distribuída (GD) foi regulamentada no Brasil em 2012, ano em que foi publicada a REN nº 482 pela ANEEL, que estabeleceu regras para o acesso da Micro e a Minigeração Distribuída (MMGD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica e também criou o sistema de compensação de energia, permitindo ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local [25].

O sistema de Compensação de Energia Elétrica permite que a unidade consumidora com micro ou minigeração possa injetar na rede a energia excedente gerada e depois utiliza-la para abater integralmente o mesmo montante de energia consumida, em um período de 60 meses, sendo a

energia injetada na rede pelo micro ou minigerador valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Em 2015, visando dar mais celeridade à conexão e ampliar o acesso à Geração Distribuída para um número maior de unidades consumidoras, a REN nº 482 foi revisada e alterada pela Resolução Normativa nº 687 [25].

Essa última revisão atualizou a definição de micro e minigeração distribuída, classificando como microgeração toda central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica e que são conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras e como minigeração distribuída toda central geradora de energia elétrica com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que também utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica [26] [27].

Após a regulamentação em 2012, foi possível perceber o início de um lento processo de difusão referente à conexão de micro e minigeradores no sistema, com um incremento mais relevante a partir de 2015. Para o período anterior a dezembro de 2012, a potência instalada considerando apenas MMGD era de 0,4 MW de potência, em 2016 a potência instalada era de 56,9 MW e em maio de 2020 a potência instalada já supera de 3 GW [2][3].

No entanto, diante do cenário de expansão dessa modalidade de geração, surge um impasse: de um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não remunera adequadamente o uso da rede de distribuição, transferindo custos aos usuários que não optaram por instalar geração própria, já que na modalidade de tarifação atual a remuneração é proporcional ao consumo de energia, que tende a reduzir à medida que o nível de penetração da MMGD cresça. Por outro lado, instaladores e consumidores interessados em geração própria destacam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, permitindo, deste modo, a consolidação do mercado [4].

Como resposta a essa preocupação, a ANEEL instaurou Consulta Pública nº 10/2018, com objetivo de avaliar os possíveis impactos da geração distribuída e com base nas informações coletadas ao longo da vigência da norma e das contribuições recebidas na Consulta Pública em questão, foi emitido Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, com análise e alternativas que modificam o modelo vigente.

Em 2019, a ANEEL instaurou audiência pública 001/2019 de revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, com objetivo de obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à MMGD e analisar diferentes alternativas para o sistema de compensação de energia elétrica, buscando definir uma valoração da energia injetada na rede que permita o crescimento sustentável da geração distribuída no Brasil.

A alternativa apresentada para a alteração normativa propõe que a forma de compensação atual seja mantida, considerada “alternativa 0 (zero)” até que a potência de MMGD instalada no país alcance o nível de 3,365 GW para sistemas locais (quando a compensação ocorre no mesmo endereço onde a energia é gerada) e 1,25 GW para sistemas remotos [4].

A partir do alcance desses patamares, a geração distribuída instalada em unidades consumidoras seria alterada para a forma de compensação da Alternativa 1, de modo que a TUSD Fio B deixe de ser compensada. Em um segundo momento, quando a potência instalada no país para sistemas remotos alcançar 2,13 GW é proposto um novo ajuste, passando a ser aplicada a Alternativa 3, quando não seriam mais compensados a TUSD Fio B, TUSD Fio A e encargos [4].

Ao total, foram propostas 5 alternativas de sistema de compensação, que se diferenciariam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valoração e podem ser verificadas em [4].

De acordo com o avanço nessas discussões e parâmetros revisados da regulação vigente, a escolha pela instalação de baterias poderá se tornar interessante para o consumidor, principalmente em relação ao aproveitando da energia gerada em momento mais adequado, seja pelo horário de utilização da energia, seja pelo patamar de potência contratada, de modo a gerir seu consumo e minimizar a injeção de energia na rede, buscando otimizar custos.

2.1.2 Características da Geração Distribuída no Brasil

A geração de energia a partir da MMGD no Brasil tem crescido consistentemente, conforme pode ser verificado analisando os dados de energia gerada (em GWh) dos últimos anos: de 2016 para 2017 houve um aumento de 245% da energia gerada, de 2017 para 2018 houve um aumento de 131% e de 2018 para 2019 houve um aumento de 169%, alcançando o patamar de 2.226 GWh, conforme Figura 1 [28–30].

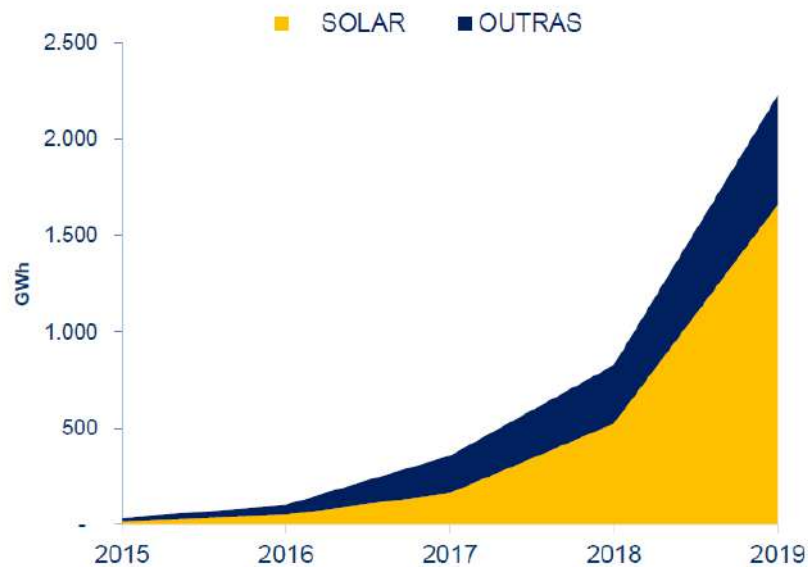


Figura 1 - Geração de energia a partir da Micro e Minigeração Distribuída. Fonte: [30]

Desse total, a participação de cada fonte de energia se deu conforme gráfico apresentado na Figura 2, sendo o valor total de 2.226 GWh distribuídos entre solar, hidráulica, eólica, outras renováveis e gás natural, com expressivo destaque para a energia solar, que representou 74,5% do total [30].

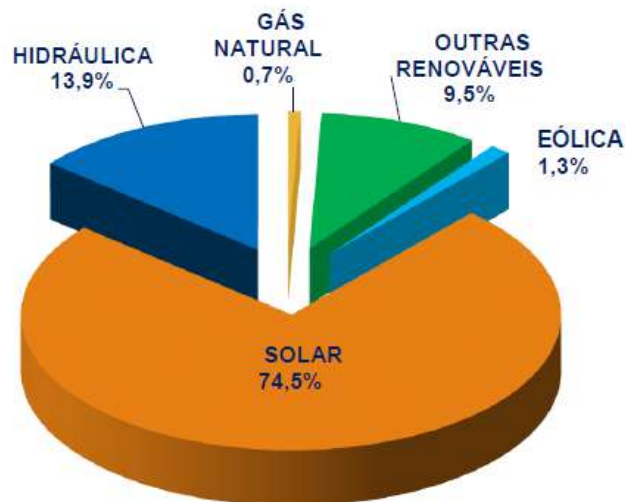


Figura 2 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019. Fonte: [30]

É relevante destacar que, mesmo desconsiderando a contribuição da MMGD, a geração solar fotovoltaica, apesar de representar 0,1% da matriz elétrica brasileira em 2017, obteve crescimento acelerado e de destaque neste mesmo ano, atingindo 935 MW de potência instalada contra 24 MW em 2016 [28], superando inclusive as projeções da EPE [31]. Em 2018, a geração

solar aumentou sua capacidade instalada para 1.798 MW, o que representou um crescimento de 92,2% em um ano [29] e em 2019 aumentou sua capacidade instalada para 2.473 MW, com crescimento adicional de 37,6% [30].

Ao observar a capacidade instalada e considerando apenas o comportamento da MMGD, tem-se o seguinte histórico: em 2016 a capacidade era de 56,9 MW, em 2017 de 174,5 MW, em 2018 de 562,3 MW, em junho de 2019 a capacidade instalada já alcançava a marca de 1 GW e em maio de 2020 o patamar de 3 GW foi ultrapassado, superando as expectativas da EPE [3]. Em 2017 a geração fotovoltaica representava 70% do total de MMGD, contra aproximadamente 9% referente a geração eólica para estes sistemas, conforme Figura 3 [1].

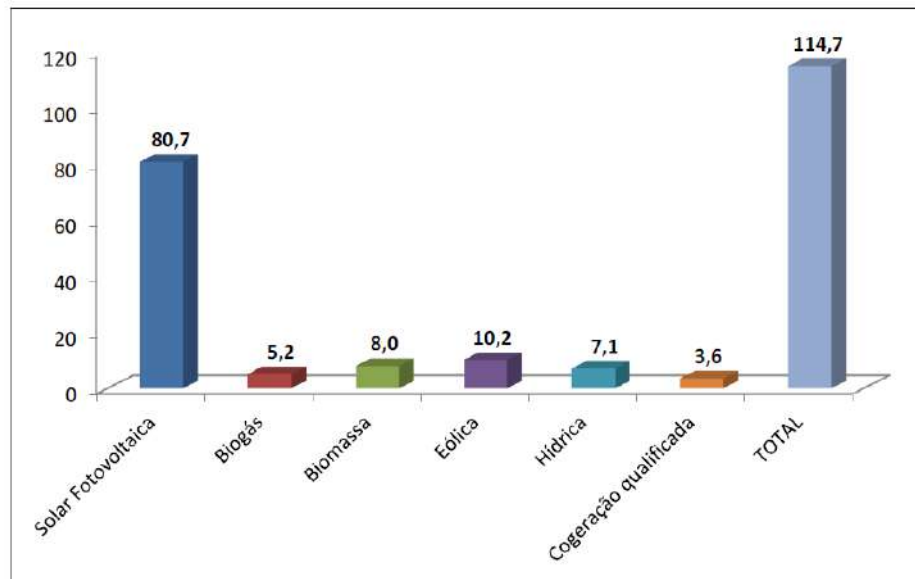


Figura 3 – Potência instalada por fonte até 23.05.2017. Fonte: [1]

Segundo a EPE [31], devido a sua modularidade, custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade, o aproveitamento solar fotovoltaico se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal dentre as tecnologias de MMGD, estando alinhado aos resultados já explicitados. Até junho de 2019, a fonte mais utilizada pelos brasileiros foi a solar fotovoltaica, com 82,6 mil micro e mini usinas e cerca de 870 MW de potência, sendo a geração de energia por centrais geradoras hidrelétricas a segunda colocada, com 86 usinas e 81,3 MW de potência. Dentre essas centrais geradoras, a maior aderência à MMGD pode ser observada nos estados de Minas Gerais (16,7 mil unidades de geração e 212,3 MW de potência instalada), Rio Grande do Sul (12 mil unidades, 144,4 MW) e São Paulo (14,5 mil unidades, 117,4 MW) [2].

Ao observar a projeção da EPE para o ano de 2029, que apresenta a capacidade instalada por fonte para o cenário de referência e que considera implantação da tarifa binômia para os novos micro e minigeradores a partir de 2022, é possível perceber seu potencial de difusão também acelerado para a próxima década, apesar da previsão de crescimento inferior ao projetado no Plano Decenal de Expansão (PDE) de 2027, conforme Figura 4.

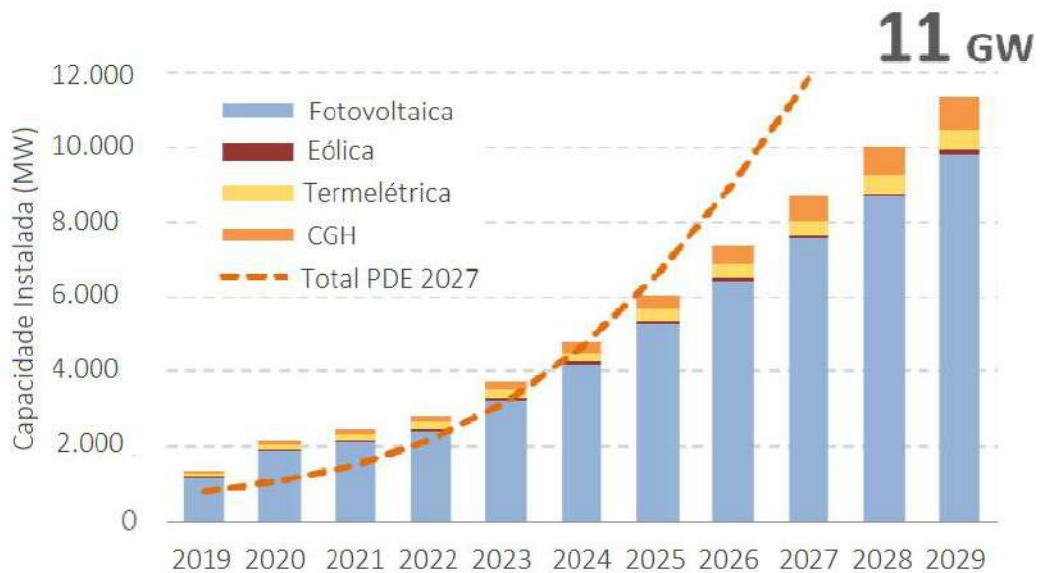


Figura 4 - Gráfico da Micro e Minigeração Distribuída. Fonte: [32]

Destaca-se, no entanto, que na previsão realizada pelo PDE 2029 o patamar de 3GW de capacidade instalada seria ultrapassado apenas em 2023, o que já foi alcançado em 2020, superando novamente a previsão da EPE para a modalidade.

2.1.3 Características da geração fotovoltaica

A geração de energia solar fotovoltaica consiste na conversão direta de luz em eletricidade (efeito fotovoltaico) por meio de células fotovoltaicas fabricadas com materiais semicondutores.

Os módulos fotovoltaicos são o conjunto composto por células fotovoltaicas interligadas e encapsuladas, com objetivo de gerar energia elétrica, compondo conexões em série e paralelo a fim de se obter os níveis de tensão e corrente desejados, sendo a conexão em série motivada para aumento do nível da tensão e conexão em paralelo para aumento do nível da corrente [33].

Os módulos fotovoltaicos, em diferentes associações, compõem o bloco gerador do sistema fotovoltaico, composto também por um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco de condicionamento pode ser constituído

por conversores CC-CC, seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT), inversor de frequência (conversor CC-CA) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. O bloco opcional de armazenamento é composto por sistemas de armazenamento de energia [33].

O nível de corrente gerado pelos módulos fotovoltaicos em função da tensão pode ser descrito pela curva I-V ou curva característica. Essa curva é apresentada na Figura 5 e possui como pontos principais Corrente de Curto Circuito (I_{SC}), que se trata da máxima corrente obtida quando a tensão nos terminais da célula fotovoltaica é igual a zero e Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}), que se trata da máxima tensão que a célula fotovoltaica pode produzir quando não existe corrente circulando. Esses pontos são referência para determinação do Ponto de Máxima Potência (P_{MP}), I_{MP} e V_{MP} , que correspondem ao valor de Corrente e Tensão no ponto de Máxima Potência, respectivamente, também destacados na Figura em questão.

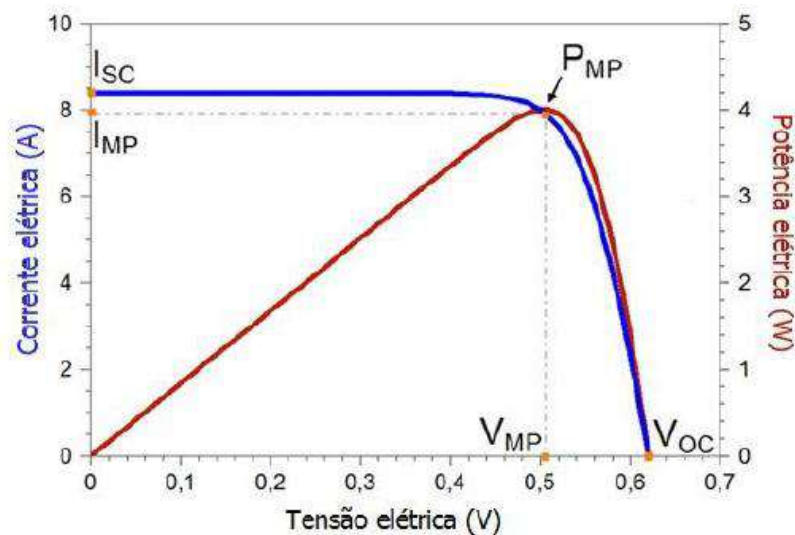


Figura 5 – Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 156mm x 156mm, sob condições-padrão de ensaio. Fonte: [33]

O desempenho dos módulos, no entanto, pode variar em função da temperatura de operação da célula e em função da irradiância solar incidente, afetando diretamente o nível de tensão e corrente gerados. A corrente elétrica gerada pela célula fotovoltaica aumenta linearmente com aumento na irradiância solar incidente, se mantida a mesma temperatura, e a Tensão de Circuito Aberto aumenta de forma logarítmica, também se mantida a mesma temperatura. No entanto, o aumento da irradiância solar incidente produz também aumento de temperatura na célula, o que tende a reduzir sua eficiência. Como consequência do aumento de temperatura ocorre redução

da tensão, conforme informações apresentadas na Figura 6.

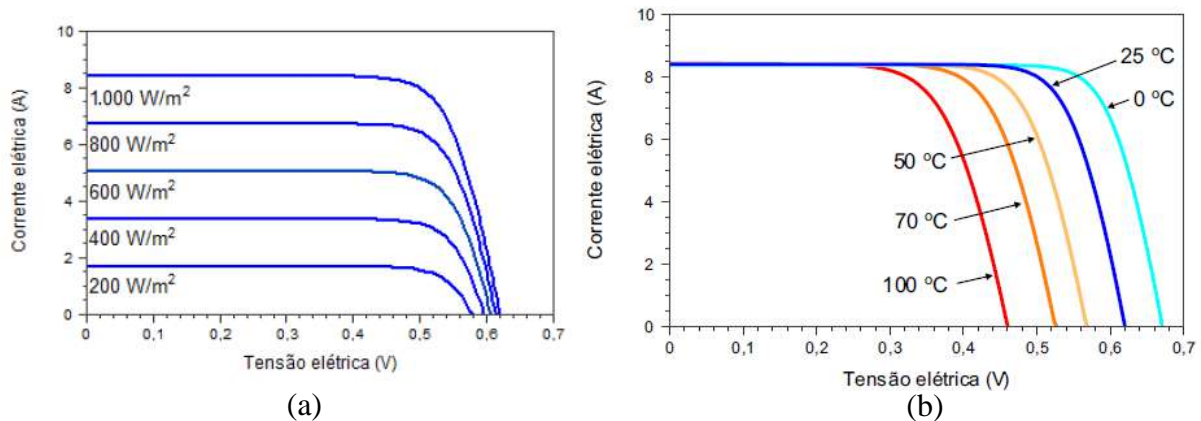


Figura 6 - Influência da (a) variação da irradiância solar de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25°C e (b) da temperatura (para irradiância de 1000W/m², espectro AM1, 5) na curva I-V. Fonte: [33]

2.2 Características das redes de distribuição

As redes de distribuição são conjuntos de estruturas, condutores e equipamentos elétricos destinados a transformação da tensão proveniente do sistema de transmissão à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor, operando em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) [34] e que historicamente entregavam potência aos consumidores finais com análises simplificadas das condições da rede [35], o que a diferenciou expressivamente, no que tange a desafios, pesquisa e desenvolvimento, do sistema de geração e transmissão de energia no século XX.

No cenário atual, devido à instalação de geração distribuída em redes de distribuição e a consequente mudança do conceito operacional, a avaliação dos sistemas de distribuição se torna relevante, principalmente em relação à máxima capacidade instalada, às alternativas para operação do sistema dentro dos limites operativos e o que pode ser feito para operação desses sistemas de maneira mais eficiente.

Compõe as redes de distribuição o sistema de subtransmissão, as subestações de distribuição, as redes de distribuição primárias, as estações transformadoras e as redes de distribuição secundárias.

O sistema de subtransmissão tem a função de conectar as subestações de transmissão às subestações de distribuição, com linhas trifásicas que operam normalmente com níveis de

tensão 138 kV ou 69 kV e raramente em 34,5 kV, com capacidade de transmissão de potência na ordem dos MW, variando de 20 MW à 150 MW[36].

As subestações de distribuição são alimentadas pelo sistema de subtransmissão e tem o objetivo de conectar este sistema à rede de distribuição primária, possuindo, como componentes característicos chaves seccionadoras, proteção, transformador, regulador de tensão (OLTC – *On Load Tap Changing* ou com tape fixo) e medição [35]. Desses, cabem destacar especialmente os sistemas de proteção, que são afetados diretamente à medida que o nível de penetração da geração distribuída aumenta, com possibilidade de fluxo reverso no horário de pico da geração e os reguladores de tensão, que variam a tensão no secundário conforme a variação da carga, buscando evitar violações de tensão na rede de distribuição. Quando são do tipo OLTC, variam seus TAPs automaticamente no secundário à medida que a carga varia. Os TAPs fixos variam em passos definidos, de -5% à +5%, no enrolamento de alta tensão e são utilizados quando a tensão da rede está acima ou abaixo da tensão nominal [35].

A rede primária é composta por um alimentador principal e derivações por meio de ramais, que são protegidos por fusíveis e historicamente são redes passivas, que recebem energia, quando não possuem instalação de geração distribuída, exclusivamente do sistema instalado a montante. Operam com tensão na ordem de 13,8kV, predominantemente com topologia radial e possuem chaves seccionadoras normalmente fechadas, para viabilizar transferência de blocos de cargas entre circuitos para suporte a condições de contingência ou manutenções, provendo maior flexibilidade de operação [36]. Além das chaves seccionadoras, possuem capacitores e reguladores de tensão para controle da tensão dentro dos limites operativos adequados. Como característica, possuem baixo ou nenhum grau de automação, cargas com natureza distintas, conexões monofásicas e bifásicas, resultando em maiores desequilíbrios, linhas com resistência elevada e fator X/R baixo quando comparada a relação das redes de transmissão, fazendo com que o efeito da queda de tensão seja maior nas redes de distribuição.

As estações transformadoras conectam a rede de distribuição primária à rede de distribuição secundária, realizando a devida transformação de tensão para níveis de 220/127V ou 380/220V e constam, normalmente, apenas com para-raios, para proteção contra sobretensões e fusíveis, para proteção contra sobrecorrentes.

A partir das estações transformadoras são derivadas as redes secundárias, distribuídas em baixa tensão, que operam em modo radial ou malhado, buscando atender prioritariamente clientes residenciais, mas atendendo também a pequenos comércios e indústrias [36].

Considerando o horizonte da microgeração, até 2017 72% dos geradores fotovoltaicos instalados possuíam potência nominal igual ou menor que 5 kW[1], ou seja, equipamentos instalados em baixa tensão e monofásicos, estando associado principalmente ao perfil de consumidores residenciais, conforme Figura 7, com impacto direto nessas redes secundárias.

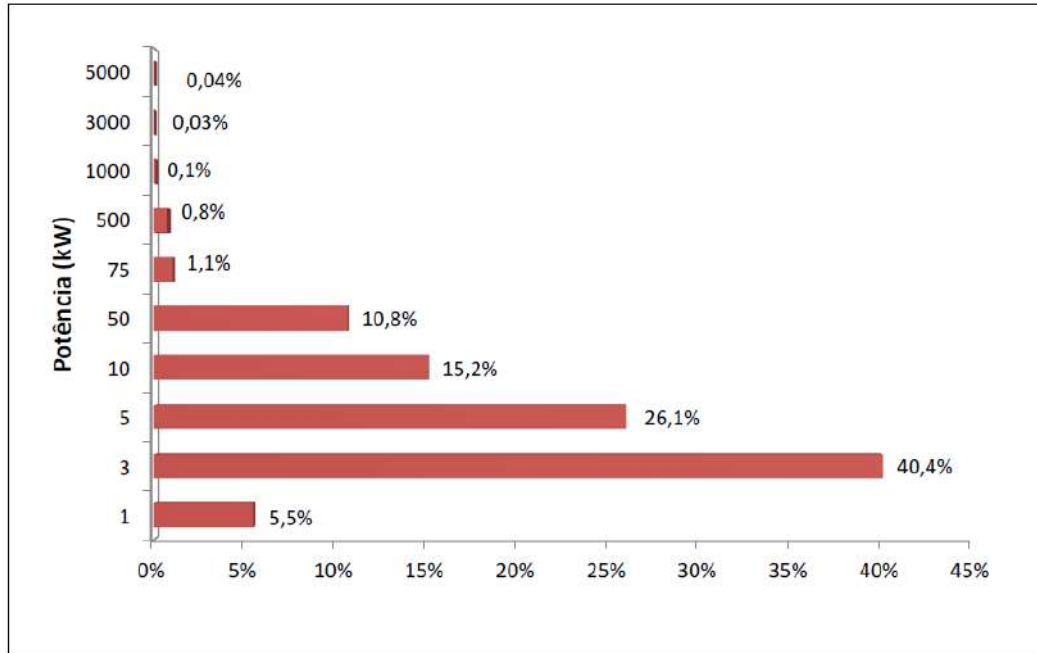


Figura 7 - Faixas de potência dos geradores até 23/05/17. Fonte: [1]

Soma-se ainda a influência do fator de simultaneidade entre geração e consumo para clientes residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte, estimado em 38,92% em [4], conforme citado anteriormente.

2.3 Impactos da elevada penetração da GD fotovoltaica nas redes de distribuição

O potencial de crescimento do nível de penetração da geração distribuída fotovoltaica é inquestionável ao observar os últimos anos. Ao imaginar o futuro, apesar das diversas incertezas associadas, muitos estudos apresentam perspectiva de crescimento consistente ao se referir a capacidade de geração a partir de fontes renováveis, conforme dados já apresentados.

Esse incremento na capacidade de geração distribuída possui aspectos positivos, como apresentado em [7], tais como redução das perdas de potência devido à proximidade da geração e da carga, redução de consumo de combustíveis fósseis, conseqüente redução na emissão de gases de efeito estufa, adiamento de reforços em sistemas de transmissão de energia,

provimento de energia nos casos de falha do sistema de potência em operações ilhadas, redução nas quedas de tensão e melhoria nos perfis de tensão quando adequadamente localizados e dimensionados. Além disso, garante maior diversificação da matriz energética, com melhor aproveitamento dos recursos naturais e geração de empregos.

No entanto, a inserção de geração distribuída fotovoltaica em larga escala, apesar de tendência global, ainda apresenta grandes desafios para as distribuidoras, relacionados principalmente às características dessas fontes, de natureza estocástica e de difícil previsão, com elevada variabilidade e não despachabilidade, o que agrega incertezas quanto à disponibilidade de energia e quanto ao impacto que essa variabilidade pode provocar na rede, exigindo, como consequência, ações por parte da concessionária para que a operação ocorra dentro dos limites de qualidade de energia estabelecidos pelas normas [1].

Os impactos mais comuns decorrentes da integração da GD em sistemas de distribuição são elevação de tensão, carregamento dos alimentadores, mudança no perfil das perdas, desbalanceamento de tensão e corrente, flutuação de tensão, mudanças na corrente de curto circuito, aumento da distorção harmônica total dentre outros, detalhados em [10].

Dado o elevado nível de incerteza relacionado a localização da unidade de geração, que não está sob o controle da concessionária de energia, a instalação do gerador não possui como premissa atendimento a critérios que otimizem a rede. Além disso, a geração fotovoltaica apresenta baixo fator de simultaneidade para cargas residenciais devido ao pico de geração não ser compatível com o pico da potência consumida pela carga, podendo gerar fluxo de potência reverso, dentre outros.

Esse novo cenário representa uma mudança de paradigma, alterando significativamente o planejamento, operação e manutenção das redes de distribuição, uma vez que com a inserção dessas unidades, um sistema concebido para trabalhar de forma radial, com fluxo de potência em apenas um sentido, passará a ser composto por elementos ativos, que injetam potência conforme disponibilidade do suprimento energético.

Essa alteração no fluxo de potência e correntes na rede, gera, como consequência, alteração no perfil de tensão na área em que esses geradores estão conectados, podendo causar elevação de tensão e gerar, como consequência, violações dos limites de tensão permitidos e operação da função de sobretensão da proteção [10], quando existirem.

Essa elevação de tensão no ponto onde a MMGD se conecta ocorre baseada na relação [8,9]:

$$\Delta V \approx \frac{(P_{PV} - P_L)R + (Q_{PV} - Q_L)X}{V} \quad (1)$$

Onde:

P_{PV} e P_L são as potências ativas geradas pelo gerador fotovoltaico e consumida pela carga respectivamente, Q_{PV} e Q_L são as potências reativas do gerador fotovoltaico e consumida pela carga respectivamente, R e X são resistência e reatância entre o ponto de conexão da MMGD e da subestação principal e V é a tensão de linha no ponto de conexão da MMGD.

Em resumo, “ $P_{PV} - P_L$ ” e “ $Q_{PV} - Q_L$ ” se referem a parcela de potência ativa ou reativa, respectivamente, injetada na rede, podendo ser resumidas conforme abaixo.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (2)$$

O termo XQ , neste caso, pode ser negativo ou positivo, a depender se o gerador está injetando ou absorvendo potência reativa. No entanto, como a magnitude da potência reativa é pequena quando comparada a potência ativa (desde que não seja usado algum modo de compensação) e considerando a relevância do valor R na distribuição, devido ao baixo fator X/R , o termo $RP + XQ$ tende a ser positivo, fazendo com que a tensão no ponto de conexão suba além do nível registrado na subestação [9] e que a injeção de potência ativa tenha um impacto mais significativo no perfil de tensão do que a potência reativa. Essa relação também pode ser observada na Figura 8, apresentada em [14] e adaptada abaixo:

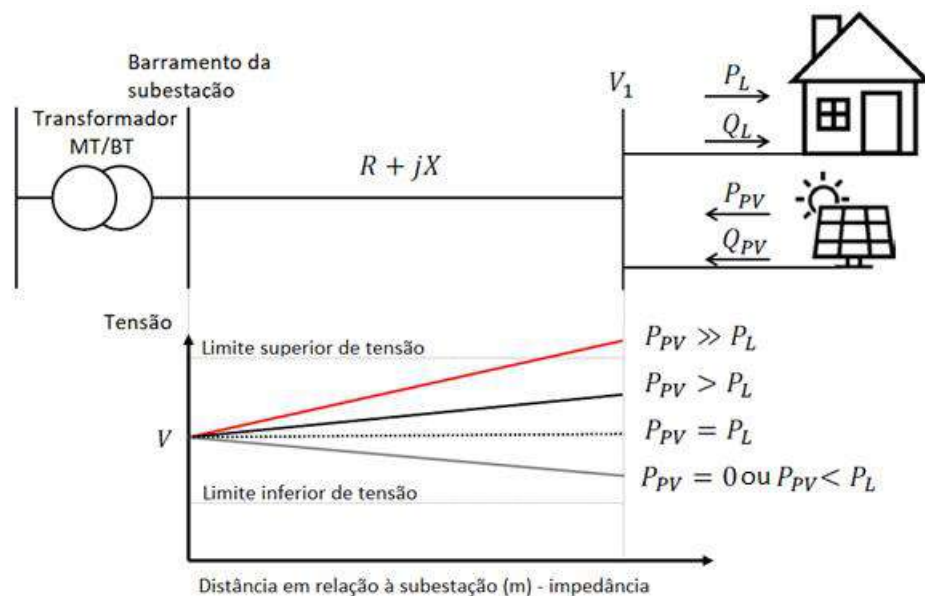


Figura 8 - Elevação e queda de tensão em redes de distribuição passivas. Adaptado de: [14]

No cenário onde $PPV = 0$ ou $PPV < P_L$, a tensão irá decair influenciada pela demanda da carga e pela impedância da rede entre o ponto de conexão e a subestação [14]. No cenário onde $PPV = P_L$ e considerando Fator de Potência unitário, onde $Q_L = Q_{PV} = 0$, os termos $PPV - P_L$ apresentados em (1) são zerados, fazendo com que a tensão no barramento da subestação seja igual a tensão no ponto de conexão do gerador (V_1). No entanto, quando a potência de geração começa a exceder a potência da carga, resultando em injeção na rede, ou seja, $PPV > P_L$, a tensão V_1 começa a subir. Com um nível significativo de geração, o nível de tensão V_1 pode ultrapassar o limite superior de tensão estabelecido para a rede [14].

2.4 Regulação de tensão na presença de Geração Distribuída

A rede de distribuição de energia convencional, historicamente passiva, está geralmente baseada em três diferentes equipamentos para controle de tensão: Transformadores com TAP variável sob carga (*OLTC – On-Load Tap Changer*), Reguladores de Tensão e Capacitores [7].

No entanto, existem métodos mais modernos para viabilizar a regulação de tensão baseados em controle ativo da rede, por exemplo, que consideram monitoramento de grandezas em tempo real, infraestrutura de comunicação adequada e controle remoto de equipamentos para solução de problemas técnicos, otimizando o uso da rede, reduzindo necessidade de reforços nas instalações e consequentemente viabilizando elevados níveis de penetração de MMGD, acelerando a descarbonização do segmento de distribuição de energia.

De uma maneira mais ampla, as redes inteligentes (*Smart Grid*) se apresentam como solução para redes com elevados níveis de penetração de MMGD, pois combinam uma série de recursos tecnológicos para viabilizar controles mais ágeis, compatíveis com as novas características da rede, buscando manter os parâmetros de qualidade de energia dentro dos níveis especificados.

Em conceito, *smart grid* é uma rede elétrica com elevada integração de tecnologia de informação, sensoriamento, medição e automação, de forma a aumentar consideravelmente sua capacidade de atender cenários com fontes de natureza estocástica instaladas de maneira distribuída, altos requisitos de confiabilidade, baixo impacto ao meio ambiente e compatível com os novos mercados de energia [37].

Para implementação das soluções modernas de regulação de tensão e consequente elevação dos níveis de monitoramento e controle desses sistemas, são requeridas ações de modernização das redes existentes, que demandam investimentos de grande porte. Esse é o principal limitante para a transição em questão. Como alternativa, a inserção de recursos energéticos distribuídos,

tais como ESS (*Energy Storage Systems*), gerenciados por meio de controles locais que não demandam uma infraestrutura de rede centralizada podem agregar valor à rede de distribuição em um contexto “*Pré Smart Grid*”. As Tecnologias de armazenamento disponíveis, assim como suas características e aplicações são abordadas no Capítulo 3.

3. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia podem dar suporte a diversas necessidades técnicas da rede de acordo com suas características, tecnologia, dimensionamento e aplicação e se mostram como importantes elementos em um cenário de transformações disruptivas do sistema elétrico, que está evoluindo de um modelo tradicional centralizado, para um modelo moderno, baseado em fontes renováveis e distribuído [12]. Essa evolução abrange também o conceito de atendimento instantâneo à carga: da mesma forma que as redes de transmissão influenciam onde a energia é consumida, sistemas de armazenamento influenciam quando ela será consumida, agregando flexibilidade operacional ao sistema [18].

Neste capítulo serão apresentadas as diversas tecnologias para armazenamento de energia, assim como características, aplicações no sistema elétrico e aspectos de funcionamento das baterias.

3.1 Tecnologias para armazenamento de energia

As tecnologias de armazenamento de energia funcionam a partir de um processo de conversão da energia elétrica em outras formas de energia ou no armazenamento da energia elétrica em sua própria forma, diretamente. De acordo com o método de armazenamento utilizado, podem ser classificados em [5,23]:

- Armazenamento da energia térmica: ocorre a partir da conversão da energia elétrica em calor, que posteriormente é estabilizado em um sistema de armazenamento isolado e quando necessário, é utilizado pela máquina térmica para geração de energia elétrica. Inclui sistemas de termoacumulação de água, vapor, sal fundido, dentre outros.
- Armazenamento da energia mecânica: considera o armazenamento de energia em forma de pressão, momento linear e/ou angular, potenciais gravitacionais (energia potencial) dentre outros. Como exemplo, tem-se as usinas hidrelétricas reversíveis (*Pumped-Hidro Energy Storage*), sistemas de ar comprimido (CAES - *Compressed Air Energy System*) e sistemas de *Flywheel*, também

conhecidos como “volantes de inércia”.

- Armazenamento da energia eletroquímica: armazenam energia por meio do potencial eletroquímico existente entre reagentes, com posterior conversão direta em eletricidade, como ocorre com baterias (Chumbo-ácidas, Sódio-Enxofre, Baterias de Fluxo e Íon-lítio).
- Armazenamento da energia química: consideram o armazenamento de substâncias químicas que podem ser convertidas posteriormente em energia elétrica por meio de métodos convencionais, como ocorre com tecnologias que utilizam o Hidrogênio.
- Armazenamento de energia elétrica/eletromagnética: a energia elétrica também pode ser armazenada sem necessidade de conversão, considerando seu armazenamento em campos elétricos ou campos magnéticos, como ocorre nos supercapacitores e supercondutores (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*), respectivamente.

A escolha da tecnologia de armazenamento mais adequada frente às diversas opções existentes irá variar de acordo com a necessidade técnica da instalação (motivação) e as características técnicas da tecnologia de armazenamento, tais como capacidade de armazenamento de energia, potência instantânea, autonomia, tempo de resposta, densidade de energia, densidade de potência, eficiência e tempo de vida útil [18].


A Tabela 1 consolida as características técnicas para as principais soluções em armazenamento de energia.

Além dessas questões, a escolha pelo sistema de armazenamento para projetos comerciais também demandará a avaliação de mais um parâmetro: se os benefícios fornecidos pela tecnologia excedem os custos [18].

Tabela 1 - Características das Tecnologias de armazenamento de energia. Adaptada de: [18]

Tecnologia	Potência nominal (MW)	Duração ² (h)	Vida útil	Densidade de Energia (Wh/L)	Densidade de Potência (W/L)	Efic (%)	Tempo de Resp.
<i>Supercapacitores</i>	0,01-1	<i>ms</i> -minutos	10.000-100.000 ciclos	10-20	40.000-120.000	80-98	10-20 <i>ms</i>
<i>Supercondutores - SMES</i>	0,1-1	<i>ms</i> -minutos	100.000 ciclos	~6	1.000-4.000	80-95	< 100 <i>ms</i>
<i>Usinas hidrelétricas reversíveis</i>	100-1.000	4-12h	30-60 anos	0,2-2	0,1-0,2	70-85	segundos - minutos
<i>Sistemas de ar comprimido - CAES</i>	10-1.000	2-30h	20-40 anos	2-6	0,2-0,6	40-75	segundos - minutos
<i>Sistemas de Flywheels</i>	0,001-1	segundos- horas	20.000-100.000 ciclos	20-80	5000	70-95	10-20 <i>ms</i>
<i>Baterias de Sódio-Enxofre (NaS)</i>	10-100	1min-8h	2.500-4.400 ciclos	150-300	120-160	70-90	10-20 <i>ms</i>
<i>Baterias de Íon-Lítio</i>	0,1-100	1min-8h	1.000-10.000 ciclos	200-400	1.300-10.000	85-98	10-20 <i>ms</i>
<i>Hidrogênio</i>	0,01-1.000	minutos- semanas	5-30 anos	600 (200 bar)	0,2-20	25-45	segundos - minutos

Onde:

 Elétricas / eletromagnéticas

 Mecânicas

 Eletroquímicas

 Químicas

Em relação a necessidade técnica, a utilização de tecnologias de armazenamento de energia poderá prover suporte operacional à rede de diversas maneiras [23][24][20], como por exemplo:

- prestação de serviços associados ao desempenho elétrico do sistema (serviços

² Duração do armazenamento, em horas.

- ancilares), tais como regulação de frequência, regulação de tensão, reserva não girante;
- redução do pico de demanda, com suprimento do sistema nos horários de ponta, melhorando o fator de carga do sistema e otimizando o uso da rede;
 - postergação de investimentos para aumento de capacidade do sistema de transmissão e distribuição;
 - maior capacidade de integração de fontes renováveis, incluindo redução das flutuações de potência resultantes dessas fontes, que possuem natureza estocástica;
 - aumento de confiabilidade, provendo energia de *back-up*, e qualidade de energia para o sistema;
 - gerenciamento da energia, possibilitando o desacoplamento temporal entre oferta de energia e consumo, possibilitando inclusive a escolha pelo melhor horário de utilização do sistema, compatível com os melhores custos de energia, dentre outros.

3.2 Aplicação de sistemas de armazenamento de energia

A escolha da tecnologia de armazenamento de energia a ser aplicada, conforme sinalizado anteriormente, buscará obter maior sinergia entre o fator motivador da aplicação e as características do sistema de armazenamento. A aplicação das tecnologias de armazenamento no sistema podem ser classificada em 5 categorias distintas, conforme apresentado em [18][23][20]: Suprimento de energia elétrica, serviços ancilares, integração de renováveis, T&D (Transmissão & Distribuição) e consumidores, onde:

- Suprimento de energia elétrica: suprimento de capacidade ao sistema, incluindo alteração no horário de consumo (do inglês, *Energy Time-shift*) com base no custo horário da energia, com utilização de sistemas para armazenamento de energia quando a esta é mais barata ou menos demandada e consumo posterior, quando a energia é mais cara ou mais demandada.
- Prestação de serviços ancilares: utilização de recursos para manutenção da continuidade do fornecimento de energia, segurança e estabilidade da rede, provendo suporte a regulação primária e secundária (CAG), controle de tensão, reservas girantes ou não girantes, suporte para capacidade de restauração autônoma (*Black-start*) e suprimento de perdas.
- Integração de renováveis: aumento da capacidade firme da geração, redução da variabilidade associada a fonte renovável (redução ou supressão de flutuações), ajuste no fornecimento da energia conforme condições sazonais, reserva de geração (*back-up*)

e mudança no horário de fornecimento da energia gerada (do inglês, *Energy Time-shift*), de modo a prover recursos para aumento de capacidade de integração de fontes renováveis na rede;

- *T&D*: ações que buscam postergar investimentos em ampliações do sistema, buscando manter a confiabilidade enquanto garante o atendimento ao crescimento das novas cargas e integração das fontes renováveis.
- Consumidores: ações que buscam qualidade de energia e confiabilidade em momentos de interrupções no fornecimento, assim como gerenciamento de energia, buscando benefícios como redução na fatura junto a concessionária.

Cada uma das categorias apresentadas demanda requisitos específicos dos sistemas de armazenamento, obtendo maior ou menor sinergia para cada aplicação.

Em relação a tecnologia de armazenamento utilizada, a aplicação pode ser diferenciada conforme seu propósito: aplicações de potência, de energia ou de capacidade [20].

Aplicações de potência são as que requerem elevada entrega de potência por curtos períodos de tempo, normalmente na ordem de segundos a minutos, como exemplo capacitores, *sistemas de flywheels* e SMES.

Aplicações de energia demandam elevado armazenamento de energia, requerendo durações de descarga na ordem de muitos minutos a horas. Tecnologias que se adequam bem a estas necessidades são CAES, usinas hidrelétricas reversíveis e diversos tipos de baterias.

Já aplicações que envolvem Capacidade são as que demandam redução na utilização de equipamentos ou postergação de investimentos para ampliação de sistemas.

A Tabela 2 compila características das principais aplicações dentre as categorias apresentadas, onde “h” equivale a horas, “min(s)” equivale a minuto(s), “seg(s)” equivale a segundo(s).

O comparativo entre as tecnologias de armazenamento em função da sua capacidade, energia e tempo de descarga é apresentada na Figura 9.

Tabela 2 - Consolidação das aplicações dos sistemas de armazenamento, potência, duração da descarga e tempo de resposta. Fonte: [18,20,23]

	Objetivo da Aplicação	Potência de armazenamento	Duração da descarga	Tempo de resposta
Suprimento de Energia	<i>Energy Time-shift</i>	1MW - 500MW	2h - 8h	Minutos
	Suprimento de capacidade ao sistema	1MW - 500 MW	4h - 6h	Minutos
Serviços Ancilares	Reserva girante e não girante / Capacidade Reserva de Suprimento Elétrico	10MW - 1000 MW	1h - 2h	> 30 segundos
	Regulação de Frequência e Tensão / Regulação Primária / Regulação de Área	1MW - 1000 MW	15mins - 30 mins	Imediato
	Suporte para capacidade de restauração autônoma (<i>Black-start</i>)	100MW - 1000 MW	1h - 6h	Segundos
Integração de Renováveis	<i>Energy Time-shift</i>	1kW - 500 MW	3h - 5h	Minutos
	Capacidade firme da geração	1kW - 500 MW	2h - 4h	Minutos
	Integração de Renováveis (curta duração)	0,2kW - 500MW	10 segs - 15 mins	Segundos - Minutos
	Integração de Renováveis (longa duração)	0,2kW - 500MW	1h - 6h	Minutos
T&D	Suporte à Transmissão	10MW - 100MW	2 segs - 5 segs	< 1/4 de ciclo
	Alívio no sistema de transmissão e postergação de investimentos	0,25MW - 100MW	3h - 6h	Minutos
Consumidores	Gerenciamento do horário de utilização da energia (aplicação residencial à aplicações de médio portes comerciais e industriais)	1kW - 1MW	4h - 6h	Minutos
	Gerenciamento do custo da demanda (aplicações em pequenos comercios à grandes indústrias)	50kW - 10MW	5h - 11h	Minutos
	Confiabilidade do suprimento de energia	0,2kW - 10MW	5 mins - 1h	< 1/4 de ciclo
	Qualidade de Energia	0,2kW - 10MW	10 segs - 1 min	< 1/4 de ciclo

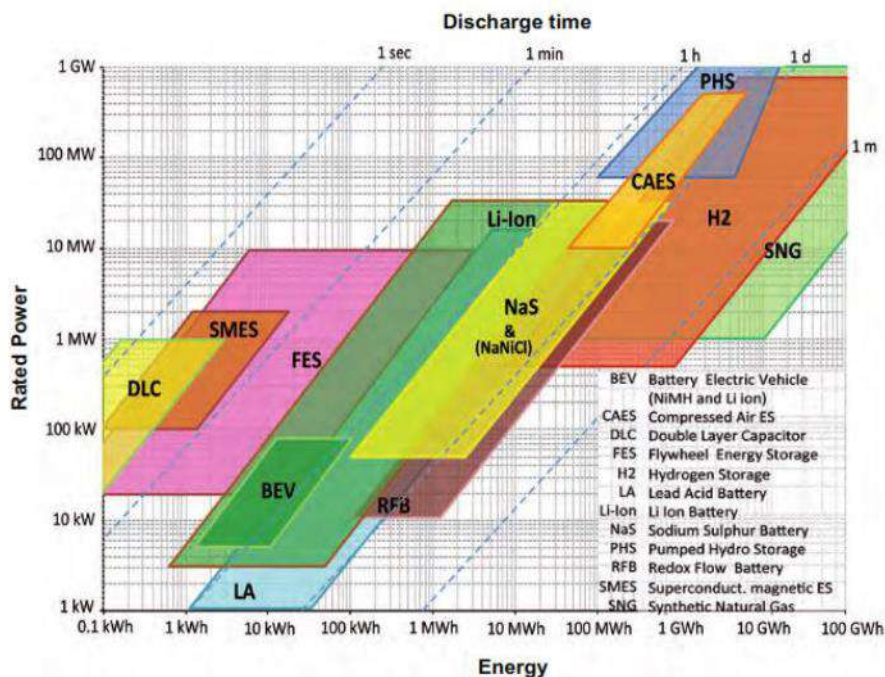


Figura 9 - Comparativo entre diferentes tecnologias de armazenamento de energia. Fonte: [21]

3.2.1 Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição

A aplicação dos sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição poderá ocorrer de duas formas, de acordo com seu objetivo: instalações centralizadas ou instalações distribuídas.

As instalações centralizadas instaladas pela concessionária possuem como objetivo, principalmente: prestação de serviços ancilares (visando aumentar a qualidade de energia e desempenho elétrico do sistema); redução do pico de demanda e otimização do uso da rede (instalação de sistemas de armazenamento em subestações, visando melhorar o fator de carga dos transformadores, por exemplo); postergação de investimentos em infraestruturas (ampliação de subestações existentes ou construção de novas subestações, realização de recondução da rede, ampliação de alimentadores, dentre outros); aumento da capacidade de integração de fontes renováveis; aumento da confiabilidade do sistema, dentre outros.

Já as instalações descentralizadas, distribuídas pela rede e instaladas pela concessionária, possuem como objetivo, principalmente: prestação de serviços ancilares (visando aumentar a qualidade de energia e desempenho elétrico do sistema); aumento da capacidade de integração de fontes renováveis; aumento da confiabilidade do sistema.

Nos casos em que os sistemas de armazenamento são instalados e controlados pela concessionária de energia, a localização e dimensionamento do sistema de armazenamento podem ser definidos com o objetivo de obter melhor desempenho da rede.

As instalações descentralizadas instaladas por consumidores, no entanto, possuem como objetivo redução da fatura de energia, com gerenciamento do horário de utilização da energia ou do custo da demanda, qualidade da energia ou confiabilidade, sem objetivos específicos que beneficiem a rede.

3.2.2 Aplicação das tecnologias de armazenamento

O estudo realizado em [18] apresentou a tendência de utilização das tecnologias de armazenamento dentre as cinco categorias³ de aplicação (Suprimento de Energia Elétrica, Serviços Ancilares, Integração de Renováveis, T&D e Consumidores) para um horizonte de 15 anos, considerando os aspectos técnicos e viabilidade econômica e período de 2015 à 2030. A análise comparou tecnologias aplicáveis à mesma categoria de uso com base na evolução do custo-benefício ao longo do tempo, considerando que as tecnologias são aperfeiçoadas e se tornam mais atraentes economicamente.

Para prestação de serviços ancilares, as baterias de Íon-Lítio e Chumbo-Ácidas se mostram bastante adequadas, pois possuem boa capacidade de resposta para condições em que são demandadas descargas frequentes, mas curtas. Como tecnologias potenciais para esta categoria, mas que ainda demandam aperfeiçoamento tecnológico, se apresentam os supercapacitores e supercondutores – SMES.

Segundo [18], as Baterias de Fluxo se apresentam como uma boa alternativa para sistemas de Distribuição e Transmissão. As soluções de Supercapacitores e Supercondutores – SMES são adequadas para necessidades que possuem como requisito tempos de resposta inferiores aos segundos. Os sistemas de ar comprimido – CAES e Usinas hidrelétricas reversíveis, apesar de boas alternativas inicialmente, dependem de condições específicas do local para viabilidade da instalação.

Com base no estudo, espera-se que as baterias, à medida que a tecnologia seja desenvolvida, liderem o mercado de armazenamento para instalações de pequeno e médio portes. Baterias de

³ A categoria “Suprimento de Energia Elétrica”, apesar de não detalhada neste documento, poderá ser verificada no documento de Referência.

Fluxo são alternativas que se mostram interessantes quando baterias tradicionais podem apresentar problemas de vida útil [18].

Dentre as tecnologias potenciais para utilização pelos consumidores residenciais, se destacam as baterias de Íon-Lítio e Chumbo-Ácidas. Em um contexto futuro, à medida que a tecnologia avança para maior maturidade comercial, a utilização de Baterias de Fluxo também se mostra uma alternativa promissora. Em relação aos consumidores comerciais, se destacam as baterias Íon-Lítio, Baterias de Fluxo e Hidrogênio.

3.3 Características das Baterias

As baterias são compostas de células, combinadas em série e em paralelo a fim de se obter o nível de tensão (determinado pela energia da reação química que ocorre no interior da célula) e potência requeridos. Essas células são constituídas por dois eletrodos, denominados catodo (eletropositivo) e anodo (eletronegativo), separados por um meio denominado eletrólito, normalmente na forma de líquido ou gel.

O armazenamento de energia é realizado a partir de reações eletroquímicas de oxirredução, que produzem uma corrente elétrica a partir do fluxo de elétrons do elemento que oxida (que perde elétrons) para o elemento que reduz (que recebe elétrons).

Durante o processo de descarga da bateria, o eletrodo denominado catodo recebe elétrons do eletrodo oxidado, denominado anodo. O fluxo de elétrons gerado provoca uma diferença de potencial entre estes pontos, podendo suprir uma carga conectada aos seus terminais. Durante o processo de recarga da bateria, a alimentação externa provoca o fluxo contrário de elétrons, provocando também a reação inversa no interior da célula.

De um modo geral, as baterias possuem como característica a capacidade de resposta quase instantânea, na ordem de 20 ms, diversidade de capacidade de potência, atendendo a maioria das necessidades da rede e aplicações, são modulares, escaláveis e portáteis [23]. Dentre as tecnologias existentes, os tipos de baterias mais relevantes para aplicações no sistema elétrico são a Chumbo-Ácidas, Sódio-Enxofre (*NaS*), Baterias de Fluxo e Íon-Lítio.

O princípio de funcionamento e características dessas tecnologias serão apresentadas nos tópicos a seguir, de maneira resumida, utilizando como referência [22] e [19].

3.3.1 Baterias Chumbo-Ácidas

As baterias chumbo-ácidas, incluindo as suas variações, como chumbo-ácidas avançadas, possuem basicamente o mesmo princípio químico: o catodo composto por dióxido de chumbo (PbO_2), o anodo composto por chumbo metálico (Pb) e o eletrólito composto por ácido sulfúrico. Os elementos ativos aplicados no catodo e no anodo são altamente porosos, buscando maximizar a área de superfície, que se relaciona diretamente a capacidade de potência da célula.

Esse tipo de bateria é a tecnologia recarregável mais antiga e amplamente utilizada no mundo para variadas aplicações, tais como indústria automotiva, naval, telecomunicações e para sistemas de energia ininterruptas (UPS, do inglês *Uninterruptible Power Supply*), com aplicações mais escassas em sistemas de potência, devido ao seu elevado peso, grande volume, limitações no ciclo de vida, considerando os ciclos de carga e descarga.

Como vantagens dessa tecnologia estão seu baixo custo e maturidade tecnológica, contrastando com as limitações na densidade de energia e baixa vida útil, considerando os ciclos de carga e descarga.

3.3.2 Baterias Sódio-Enxofre (NaS)

As células de NaS são constituídas de eletrólitos sólidos de *beta alumina* ($\beta-Al_2O_3$) e operam em temperaturas elevadas, variando de $270^\circ C$ à $350^\circ C$, para viabilizar a manutenção dos eletrodos negativos e positivos (sódio e enxofre respectivamente) em seu estado líquido, assegurando adequada condução iônica do eletrólito.

O processo de descarga ocorre a partir da oxidação do sódio na interface de *beta alumina*, formando íons que migram pelo eletrólito sólido e são combinados com o enxofre, sendo reduzidos no eletrodo positivo para formar pentassulfeto de sódio (Na_2S_5). Esse novo composto não pode se misturar com o enxofre existente no compartimento, formando uma mistura no estado líquido bifásica.

Como pontos positivos dessa tecnologia são ciclos de vida elevados, elevado nível de armazenamento de energia, elevada densidade energética e elevados períodos de descarga, podendo alcançar durações na ordem de 6 horas, apresentando potencial para aplicações em sistemas elétricos de potência. Como limitação para aplicação, existe a necessidade de gerenciamento térmico externo a bateria para manutenção da temperatura na faixa de operação em que os eletrólitos são mantidos no seu estado líquido, assim como a segurança do conjunto,

uma vez que as reações com substâncias fundidas devem estar sob controle em células herméticas.

3.3.3 Baterias de Fluxo

As baterias de fluxo funcionam a partir de uma reação de oxirredução realizada no interior das células de fluxo. Os compostos necessários para a realização dessa reação de oxirredução são diluídos no eletrólito, mantidos em tanques separados e possuem potencial eletroquímico suficiente para provocar os processos de carga e descarga da bateria.

O eletrólito é então bombeado para o interior das células de fluxo, que possui uma membrana extremamente fina e permite a oxidação de um eletrólito e a redução do outro a partir da passagem de íons selecionados, apenas, sem permitir a mistura das substâncias.

As baterias de fluxo que utilizam o vanádio diluído no eletrólito, por exemplo, conhecida como VRB (*Vanadium Redox Batteries*, traduzido do inglês como Baterias Redox de Vanádio) possuem como vantagem a utilização do mesmo composto químico com diferentes estados de oxidação nos eletrólitos eletropositivos e eletronegativos, sua vida útil não depende da profundidade das descargas, possui vida útil elevada, superior a 12.000 ciclos de carga e descarga, não possui problemas relacionados a auto-descarga e pode ser recarregada a elevadas taxas. Antes da utilização do vanádio, os eletrólitos eram constituídos de substâncias diferentes e quando estes compostos permeavam a membrana, permitindo sua mistura, ambas as substâncias eram descartadas. Além do vanádio, apenas o urânio e outros elementos radioativos possuem a capacidade de se manter em estados de oxidação diferente em uma mesma solução.

No entanto, como limitações encontram-se a baixa densidade de energia e conseqüentemente elevadas dimensões do sistema, necessidade de sistema de bombeamento externo e sistema de controle para viabilizar a operação da bateria.

3.3.4 Baterias de Íon-Lítio

As baterias de íon-lítio são amplamente empregadas em equipamentos eletrônicos portáteis e possuem maturidade tecnológica elevada para aplicações de pequeno porte. Suas células são compostas principalmente por um catodo de grafite e um anodo de óxido de cobalto lítio imersos em um eletrólito, assim como um separador entre os eletrodos (o composto do anodo e catodo poderá variar de acordo com o tipo de bateria íon-lítio utilizada).

O separador é constituído de uma membrana isolante porosa que permite apenas a passagens dos íons de lítio, sem permitir a passagem de elétrons, ou seja, o eletrólito se torna um caminho

para íons. Neste caso, quando uma carga externa é conectada aos terminais da bateria é estabelecido um caminho para os elétrons, provendo, deste modo, a alimentação da carga.

Como principais características, essa tecnologia possui elevada densidade de potência, baixos níveis de auto-descarga, elevada eficiência e vida útil, porém possuem limitações relacionadas a riscos de sobrecarga e de sobreaquecimento.

Para garantia da segurança operacional, a bateria de íon-lítio demanda um sistema de prevenção de sobrecarga e sobreaquecimento, monitoramento da pressão interna e da temperatura, assim como sistemas para alívio da pressão e proteções térmicas quando sobrecorrentes e sobrecargas são detectadas. Especialmente para aplicações de grande porte, o maior risco associado a tecnologia é o de sobreaquecimento, que pode ocorrer em condições onde a bateria gera continuamente mais calor do que pode dissipar, reduzindo significativamente sua performance ou ainda provocando falhas graves, incluindo vazamentos, explosões ou fogo. Outra limitação da tecnologia se relaciona a profundidade dos processos de descarga e ao processo de carga, que demandam controles e adoção de estratégias operativas que limitem sua capacidade, geralmente em torno de descarga máxima de 20% e carga máxima de 80%.

Em relação aos custos da tecnologia, apesar de ainda elevados, estes estão decrescendo continuamente impulsionados principalmente pela expansão do mercado de veículos elétricos, melhoria de desempenho e economia de escala. A Figura 10 apresenta a redução de custos verificada para o período de 2010 à 2019 (em \$/kWh), com queda de aproximadamente 87% no período [38].

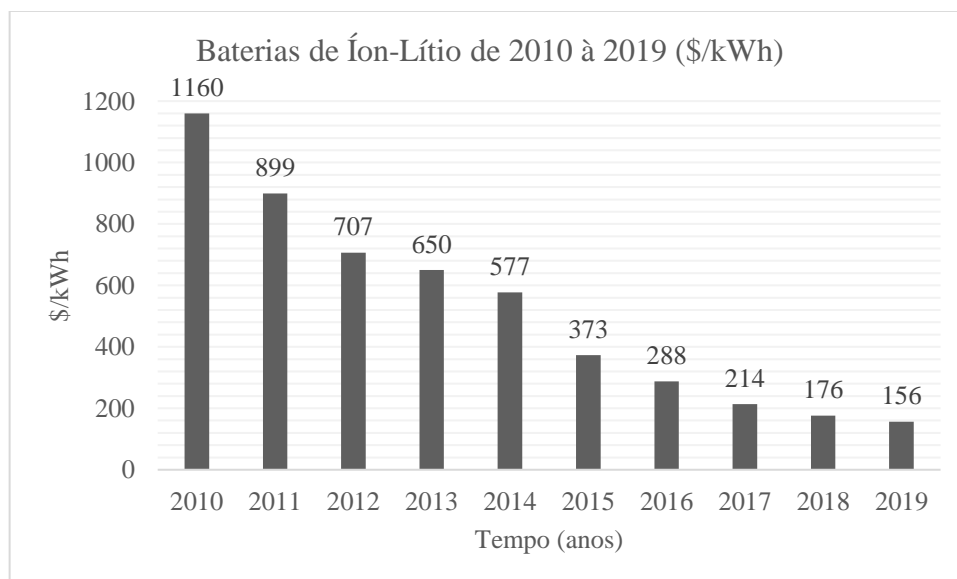


Figura 10 - Histórico de Preços para baterias de Íon-Lítio (2010 - 2019). Fonte: [38,39]

4. MODELAGEM DO PROBLEMA E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

O Capítulo 4 tem como objetivo estruturar o problema, definir sob que condições será realizado o estudo e apresentar os cenários adotados, de modo que seja possível avaliar e quantificar os impactos decorrentes da inclusão das baterias em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica, além de fundamentar a metodologia de avaliação dos resultados obtidos.

4.1 Modelagem do problema

O problema associado a integração de fontes alternativas de energia na rede elétrica possui diversas incertezas associadas, relacionadas principalmente ao comportamento da carga e geração, localização e capacidade em kW_p dos geradores instalados na rede.

O local de alocação e a capacidade requerem atenção especial, uma vez que a instalação de geração distribuída em pontos “não ótimos” pode resultar em aumento de perdas e consequentemente, de custos [40].

Considerando o cenário que agrega maiores desafios, neste estudo serão alocadas unidades de geração distribuída de maneira aleatória entre os consumidores conectados à rede de distribuição e alocação de unidades de armazenamento de energia (baterias) também de maneira aleatória entre os consumidores que já possuem geração distribuída.

4.1.1 Curvas de Carga e Irradiância

Para modelagem do perfil de carga dos consumidores em estudos sequenciais no tempo, faz-se necessário a utilização de curvas de cargas que modelem o comportamento destas no período analisado. Para este estudo, foi adotado como referência os resultados apresentados em [41], que apresentam curvas de cargas diferenciadas por faixa de consumo, tipo de consumidor (residencial e comercial) e por dias úteis e não úteis. A estimação das curvas de carga em questão foi desenvolvida utilizando como insumo dados reais obtidos em campanhas de medições realizadas por solicitação da ANEEL.

As faixas de consumo apresentadas são divididas de acordo com o consumo mensal de energia elétrica (kWh/mês): 0-100, 101-200, 201-300, 301-500 e acima de 500 kWh/mês.

Em relação aos dados de irradiância adotados, foi considerado como premissa a utilização de curva típica, conforme Figura 11, considerando que se pretende observar os efeitos da inclusão de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de MMGD em Regime Permanente sob o aspecto das violações de tensão, perdas e carregamentos dos condutores, não fazendo parte deste estudo a análise dos efeitos decorrentes de fenômenos transitórios resultantes de passagens de nuvens, por exemplo.

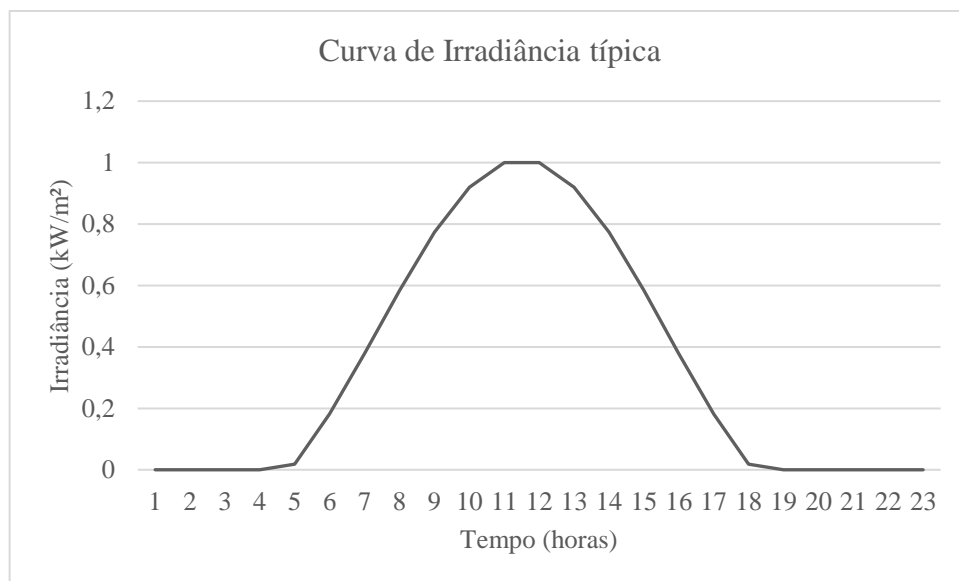


Figura 11 - Curva de Irradiância Típica

A curva de irradiância adotada considera o cenário de irradiância máxima de 1000W/m^2 , similar a condição na qual as células ou módulos fotovoltaicos são submetidos para determinação dos seus parâmetros elétricos [33], não considerando as variações sazonais (variações entre estações do ano) nas quais esta grandeza estaria sujeita. Esta escolha buscou considerar no estudo os efeitos mais extremos, associados à estação verão, por entender que desta forma o impacto da inclusão dos sistemas de geração poderia ser melhor evidenciado.

Para efeitos de simplificação, foi adotado como premissa que os dados de irradiância serão iguais para todos os geradores. Em estudos de caso que consideram instalações existentes, com o ângulo de inclinação de cada painel fotovoltaico e orientação azimutal conhecidos, seria possível utilizar as parcelas da radiação solar sobre a superfície receptora (irradiância direta, difusa e devido ao albedo, quando a superfície é inclinada) como insumo do estudo para obter parâmetros de irradiância individuais. Neste caso, dado que não se conhece as características

das instalações, optou-se por padronizar o nível de irradiância para todos os consumidores.

A granularidade das curvas de carga e geração é de 1 (uma) hora.

4.1.2 Rede de Distribuição

As redes de distribuição de energia são compostas, conforme evidenciado no Capítulo 2, pelos sistemas de subtransmissão, subestações de distribuição, redes de distribuição primárias, estações transformadoras e redes de distribuição secundárias.

Para avaliação do impacto da aplicação de armazenamento em redes de distribuição com elevada penetração de geração solar fotovoltaica distribuída, serão modeladas a subestação de distribuição e as instalações à jusante desta.

Para representação da subestação de distribuição e rede de distribuição primária será utilizado como referência o sistema teste *IEEE 123-bus Feeder*, apresentado na Figura 12, que opera a uma tensão nominal de 4,16kV e se destaca dentre as demais redes desbalanceadas propostas pelo IEEE por agregar diferentes tipos de carga, linhas e elementos reguladores de tensão. Este circuito é caracterizado por cargas desbalanceadas com corrente (aproximadamente 15%), impedância (aproximadamente 18%) e potência constantes (aproximadamente 67%), linhas aéreas e subterrâneas, 4 (quatro) conjuntos de reguladores de tensão e 4 (quatro) bancos de capacitores *shunt*.

O regulador 1A, mais próximo da subestação, é trifásico e modela um OLTC. Os demais reguladores são monofásicos e possuem compensação por queda de tensão (do inglês, LDC, *Line Drop Compensation*) [42].

Dos 4 (quatro) capacitores existentes, 1 (um) é trifásico e 3 (três) são monofásicos, distribuindo 750 kVAr entre as respectivas fases. Adicionalmente, existem 2 (dois) transformadores instalados na rede, sendo um com capacidade de 5000 kVA, que realiza transformação de tensão de 115 kV para 4,16 kV, localizado na subestação de distribuição (subestação principal), e outro de 150 kVA, que realiza a transformação de tensão de 4,16 kV para 480 V.

O detalhamento contendo todas as características técnicas da rede *IEEE 123-bus Feeder* pode ser obtido em [43].

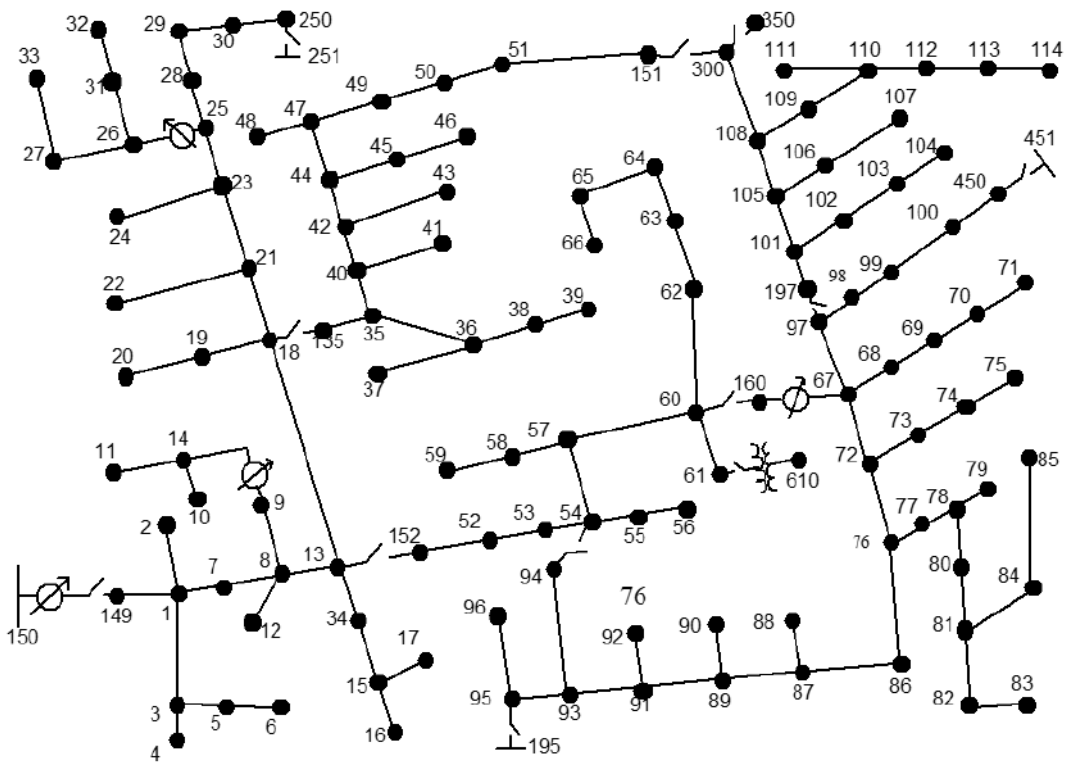


Figura 12 - IEEE 123 Node Test Feeder. Fonte: [43]

A utilização da rede *IEEE 123-bus Feeder* também considerou as recomendações contidas em [44], estudo que teve como propósito examinar as redes de teste disponíveis, observando inclusive os desafios originais para quais elas foram criadas, com intenção de prover um guia que apresente a aplicação mais adequada para cada modelagem.

As primeiras redes de testes foram desenvolvidas na década de 90 com intenção de prover modelos que incluíam cargas desbalanceadas e sistemas de distribuição sem transposição das linhas para teste de novos métodos de solução de fluxo de potência. Neste sentido, destaca-se que as redes de teste não foram desenvolvidas para representar sistemas típicos de distribuição, uma vez que os sistemas de distribuição são conceitualmente diferentes e sua evolução se deu de maneiras diferentes em diversos locais do mundo [44].

Para estudos que consideram integração de novos Recursos Energéticos Distribuídos pela rede, o parâmetro de regulação de tensão trata-se de uma questão importante. Por esse motivo, recomenda-se o uso das redes de 8500 barras, 123 barras ou 34 barras, em ordem de preferência. Optou-se pela *IEEE 123-bus Feeder* por possuir tanto características interessantes para o

estudo, quanto por possuir dimensão satisfatória para realização de simulações estocásticas, que demandam elevado esforço computacional.

Para complementar a rede de distribuição primária, foi utilizada uma rede de distribuição radial de baixa tensão real (29-BT), conforme Figura 13, localizada na cidade de Bragança Paulista. Essa rede apareceu pela primeira vez em [45] e também foi utilizada nos estudos desenvolvidos por [46] e [47], com modelagem à 4 (quatro) fios, sendo o efeito da terra (quinto fio virtual) introduzido aos condutores das fases e neutro por meio de redução de *Kron*.

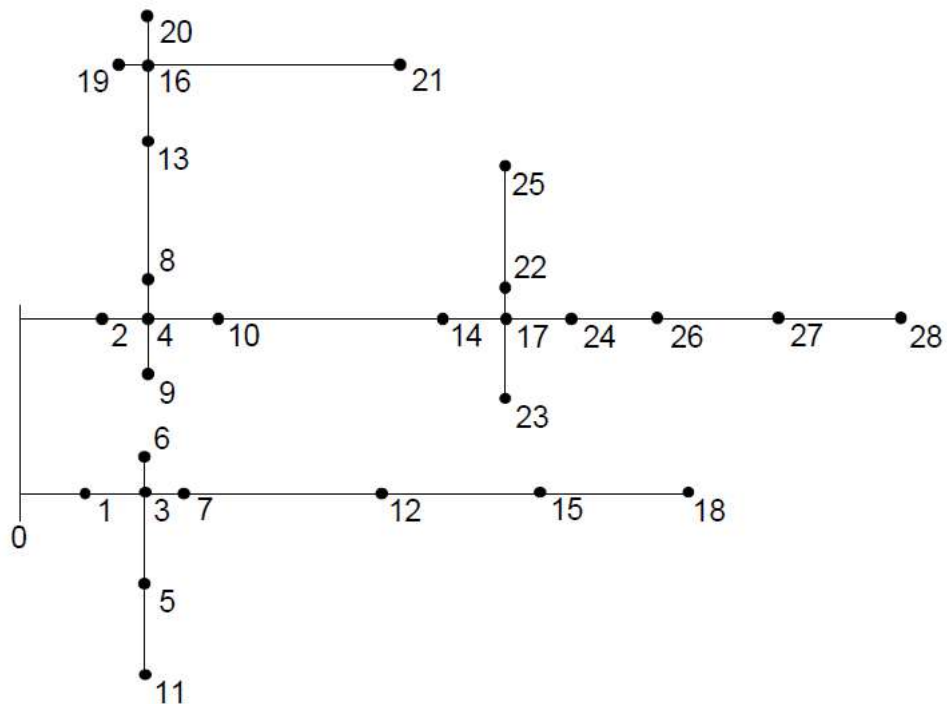


Figura 13 - Rede BT-29

A rede de distribuição radial real de baixa tensão possui 29 nós, tensão de base de 121,244 V e utiliza cabos com bitolas CA #2/0, CAA #2 e CAA#1/0 para as três fases e bitolas CA #2 e CA #2 para o cabo neutro em diferentes trechos da rede, possui nível de carregamento baixo e relação X/R (impedâncias próprias das fases) variando entre 0,91 e 1,33 [45]. Os parâmetros completos de impedâncias da rede podem ser verificados em [45].

Os nós com cargas encontram-se detalhados na Tabela 3.

Para conexão da rede de baixa tensão à rede de média tensão, foi utilizado o transformador de 150 kVA disponível entre os nós 61 e 610 da rede *IEEE 123-bus Feeder*. A partir do nó 610 serão alimentadas 6 (seis) redes modeladas conforme parâmetros da 29-BT, de modo a compatibilizar a potência instalada nessas redes à potência nominal do transformador.

Tabela 3 - Nós com carga da rede de distribuição BT-29. Fonte: [45]

nó	P_a (W)	Q_a (VAr)	P_b (W)	Q_b (VAr)	P_c (W)	Q_c (VAr)
2	451,4	148,4	209,7	68,9	0,0	0,0
5	0,0	0,0	18,1	5,9	329,2	108,2
7	641,7	210,9	397,9	130,8	504,9	166,0
8	188,2	61,9	268,8	88,4	0,0	0,0
9	166,0	54,6	97,2	31,9	349,3	114,8
11	262,5	86,3	142,4	46,8	120,1	39,5
12	326,4	107,3	441,0	144,9	331,3	108,9
13	147,2	48,4	310,4	102,0	127,1	41,8
14	377,1	123,9	348,6	114,6	403,5	132,6
15	1044,4	343,3	1185,4	389,6	1020,1	335,3
18	330,6	108,7	562,5	184,9	754,2	247,9
19	0,0	0,0	236,8	77,8	216,0	71,0
20	311,1	102,3	544,4	178,9	234,7	77,1
21	294,4	96,8	59,7	19,6	0,0	0,0
22	112,5	37,0	112,5	37,0	0,0	0,0
23	113,9	37,4	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	170,8	56,1	170,8	56,1
25	570,8	187,6	273,6	89,9	0,0	0,0
26	507,6	166,8	291,0	95,6	343,1	112,8
27	144,4	47,5	366,7	120,5	569,4	187,2
28	118,1	38,8	118,1	38,8	0,0	0,0

4.1.3 Associação das curvas de carga aos nós da rede de distribuição e dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A associação das curvas de carga aos nós da rede de distribuição foi realizada em duas fases: para os nós de baixa tensão e para os nós de média tensão.

É importante destacar a diferença principal entre os conceitos dos nós de cada tipo de rede. A rede de baixa tensão conectada ao transformador de 150kVA representa a rede de distribuição secundária de maneira explícita e seus nós representam os consumidores conectados à rede. Para a rede de média tensão, o entendimento adotado é que os nós são um equivalente da rede de distribuição secundária, não se tratando de consumidores diretamente conectados em média tensão, com potências elevadas.

4.1.3.1 Rede de distribuição secundária - BT

Os nós com carga da rede de BT foram apresentados na Tabela 3. Para associação das curvas referentes a estes nós de BT, foi adotada que 70% das cargas são residenciais e que 30% das cargas são do tipo comercial. Essa relação também foi adotada em [46] e é arbitrada, uma vez que de acordo com as condições de cada região podem haver alterações significativas nesse parâmetro.

Para definição das faixas de consumo (0-100, 101-200, 201-300, 301-500, > 500 kWh/mês) que serão associadas a cada carga existente, similar ao conceito adotado em [47], foi realizado somatório do valor da potência ativa por fase de cada consumidor. Esse valor foi utilizado como

referência para comparação com o ponto máximo de potência de uma das curvas de carga apresentadas em [41], de acordo com o tipo de consumidor (residencial ou comercial), considerando apenas as curvas para os dias úteis.

O valor do pico das curvas de curvas foi considerado conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Pico de potência ativa por faixa de consumo

Faixa de Consumo (kWh/mês)	Pico de Potência Ativa (kW) - valor médio	
	Consumidores Residenciais	Consumidores Comerciais
0 - 100	0,220	0,125
101-200	0,400	0,250
201-300	0,660	0,590
301-500	1,650	0,900
> 500	4,000	1,500

As cargas residenciais cujo valor do somatório da potência ativa ficou abaixo (ou igual) à 0,22kW foram associadas a faixa de consumo “0 – 100”. As cargas residenciais cujo somatório da potência ativa variou de 0,23kW à 0,40kW foram associadas a faixa de consumo “101 – 200”, e assim sucessivamente.

A associação das cargas residenciais às classes de consumo pode ser verificada na Tabela 5.

A associação das cargas comerciais às classes de consumo pode ser verificada na Tabela 6.

A partir da associação das classes de consumo para as cargas residenciais e comerciais, foi realizada a determinação da potência do gerador que poderá ser instalado em cada unidade consumidora.

A potência dos geradores (em kW_p) será dimensionada para compensação de 100% da demanda de energia do consumidor. Considerando que, conforme sinalizado pela ANEEL, em termos de faixa de potência, 72% dos equipamentos de MMGD tem potência instalada menor ou igual a $5 kW_p$, estando associados principalmente aos consumidores residenciais [1], essa será a principal faixa de potência considerada para distribuição dos geradores. Destaca-se que os equipamentos nestas faixas de potência serão conectados à rede mediante inversores monofásicos, como exemplo dos inversores disponíveis em mercado (exemplo: FRONIUS, ABB, SOLAR EDGE dentre outros).

Tabela 5 - Associação das cargas as faixas de consumo para as cargas residenciais

Nome da Carga	Nº de fases	Potência ativa da carga (kW)	Faixa de Consumo (residencial)	Nome da Carga	Nº de fases	Potência ativa da carga (kW)	Faixa de Consumo (residencial)
1002.1.2	2	0,66110	201-300	4005.2.3	2	0,34730	101-200
1008.1.2	2	0,45700	201-300	4008.1.2	2	0,45700	201-300
1012.1.2.3	3	1,09870	301-500	4009.1.2.3	3	0,61250	201-300
1014.1.2.3	3	1,12920	301-500	4013.1.2.3	3	0,58470	201-300
1018.1.2.3	3	1,64730	301-500	4014.1.2.3	3	1,12920	301-500
1019.2.3	2	0,45280	201-300	4019.2.3	2	0,45280	201-300
1020.1.2.3	3	1,09020	301-500	4020.1.2.3	3	1,09020	301-500
1021.1.2	2	0,35410	101-200	4021.1.2	2	0,35410	101-200
1023.1	1	0,11390	<100	4023.1	1	0,11390	<100
1024.2.3	2	0,34160	101-200	4024.2.3	2	0,34160	101-200
1025.1.2	2	0,84440	301-500	4025.1.2	2	0,84440	301-500
1026.1.2.3	3	1,14170	301-500	4026.1.2.3	3	1,14170	301-500
1027.1.2.3	3	1,08050	301-500	4027.1.2.3	3	1,08050	301-500
1028.1.2	2	0,23620	101-200	4028.1.2	2	0,23620	101-200
2002.1.2	2	0,66110	201-300	5002.1.2	2	0,66110	201-300
2005.2.3	2	0,34730	101-200	5005.2.3	2	0,34730	101-200
2007.1.2.3	3	1,54450	301-500	5007.1.2.3	3	1,54450	301-500
2009.1.2.3	3	0,61250	201-300	5008.1.2	2	0,45700	201-300
2011.1.2.3	3	0,52500	201-300	5012.1.2.3	3	1,09870	301-500
2012.1.2.3	3	1,09870	301-500	5013.1.2.3	3	0,58470	201-300
2014.1.2.3	3	1,12920	301-500	5014.1.2.3	3	1,12920	301-500
2015.1.2.3	3	3,24990	>500	5018.1.2.3	3	1,64730	301-500
2018.1.2.3	3	1,64730	301-500	5020.1.2.3	3	1,09020	301-500
2023.1	1	0,11390	<100	5023.1	1	0,11390	<100
2024.2.3	2	0,34160	101-200	5024.2.3	2	0,34160	101-200
2025.1.2	2	0,84440	301-500	5025.1.2	2	0,84440	301-500
2026.1.2.3	3	1,14170	301-500	5026.1.2.3	3	1,14170	301-500
2027.1.2.3	3	1,08050	301-500	5027.1.2.3	3	1,08050	301-500
2028.1.2	2	0,23620	101-200	5028.1.2	2	0,23620	101-200
3002.1.2	2	0,66110	201-300	6002.1.2	2	0,66110	201-300
3005.2.3	2	0,34730	101-200	6005.2.3	2	0,34730	101-200
3007.1.2.3	3	1,54450	301-500	6007.1.2.3	3	1,54450	301-500
3008.1.2	2	0,45700	201-300	6009.1.2.3	3	0,61250	201-300
3009.1.2.3	3	0,61250	201-300	6011.1.2.3	3	0,52500	201-300
3011.1.2.3	3	0,52500	201-300	6012.1.2.3	3	1,09870	301-500
3012.1.2.3	3	1,09870	301-500	6014.1.2.3	3	1,12920	301-500
3013.1.2.3	3	0,58470	201-300	6015.1.2.3	3	3,24990	>500
3018.1.2.3	3	1,64730	301-500	6019.2.3	2	0,45280	201-300
3019.2.3	2	0,45280	201-300	6020.1.2.3	3	1,09020	301-500
3021.1.2	2	0,35410	101-200	6021.1.2	2	0,35410	101-200
3023.1	1	0,11390	<100	6023.1	1	0,11390	<100
3024.2.3	2	0,34160	101-200	6025.1.2	2	0,84440	301-500
3028.1.2	2	0,23620	101-200	6027.1.2.3	3	1,08050	301-500
4002.1.2	2	0,66110	201-300	6028.1.2	2	0,23620	101-200

Tabela 6 - Associação das cargas as faixas de consumo para as cargas comerciais

Nome da Carga	Nº de fases	Potência ativa da carga (kW)	Faixa de Consumo (comercial)
1005.2.3	2	0,34730	201-300
1007.1.2.3	3	1,54450	>500
1009.1.2.3	3	0,61250	301-500
1011.1.2.3	3	0,52500	201-300
1013.1.2.3	3	0,58470	201-300
1015.1.2.3	3	3,24990	>500
1022.1.2	2	0,22500	101-200
2008.1.2	2	0,45700	201-300
2013.1.2.3	3	0,58470	201-300
2019.2.3	2	0,45280	201-300
2020.1.2.3	3	1,09020	>500
2021.1.2	2	0,35410	201-300
2022.1.2	2	0,22500	101-200
3014.1.2.3	3	1,12920	>500
3015.1.2.3	3	3,24990	>500
3020.1.2.3	3	1,09020	>500
3022.1.2	2	0,22500	101-200
3025.1.2	2	0,84440	301-500
3026.1.2.3	3	1,14170	>500
3027.1.2.3	3	1,08050	>500
4007.1.2.3	3	1,54450	>500
4011.1.2.3	3	0,52500	201-300
4012.1.2.3	3	1,09870	>500
4015.1.2.3	3	3,24990	>500
4018.1.2.3	3	1,64730	>500
4022.1.2	2	0,22500	101-200
5009.1.2.3	3	0,61250	301-500
5011.1.2.3	3	0,52500	201-300
5015.1.2.3	3	3,24990	>500
5019.2.3	2	0,45280	201-300
5021.1.2	2	0,35410	201-300
5022.1.2	2	0,22500	101-200
6008.1.2	2	0,45700	201-300
6013.1.2.3	3	0,58470	201-300
6018.1.2.3	3	1,64730	>500
6022.1.2	2	0,22500	101-200
6024.2.3	2	0,34160	201-300
6026.1.2.3	3	1,14170	>500

Utilizando como referência o cálculo simplificado disponível em [48], foi possível determinar uma aproximação para cada uma das faixas de consumo em análise, mantendo-se a distribuição

realizada também em [47] e [46]. A potência em kW_p de cada unidade geradora será determinada conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Associação - faixa de potência vs potência da unidade de geração

Faixa de Consumo (kWh/mês)	Potência da Unidade Geradora em kW_p
0 - 100	1
101-200	2
201-300	3
301-500	4
> 500	5

4.1.3.2 Rede de distribuição primária – MT

Dado que os nós de Média Tensão (MT) são os equivalentes das redes de distribuição secundárias, as curvas de carga vinculadas a eles também serão.

Buscando manter a coerência com o conceito já adotado para a rede de Baixa Tensão (BT), o equivalente das curvas de carga com referência ao transformador de 150 kVA será o equivalente dos nós de MT.

As cargas na rede de BT foram distribuídas nas faixas de consumo e tipo de consumidor conforme resumo da Tabela 8.

Tabela 8 - Consolidação dos consumidores por faixa de consumo e tipo

Faixa de Consumo (kWh/mês)	Consumidores Residenciais (unidade)	Consumidores Comerciais (unidade)
0 - 100	6	0
101-200	20	6
201-300	24	14
301-500	36	3
> 500	2	15
Total	88	38

Com base nos dados da Tabela 8, foi possível consolidar a curva de carga dos nós de MT, conforme Figura 14, replicada para todos os nós.

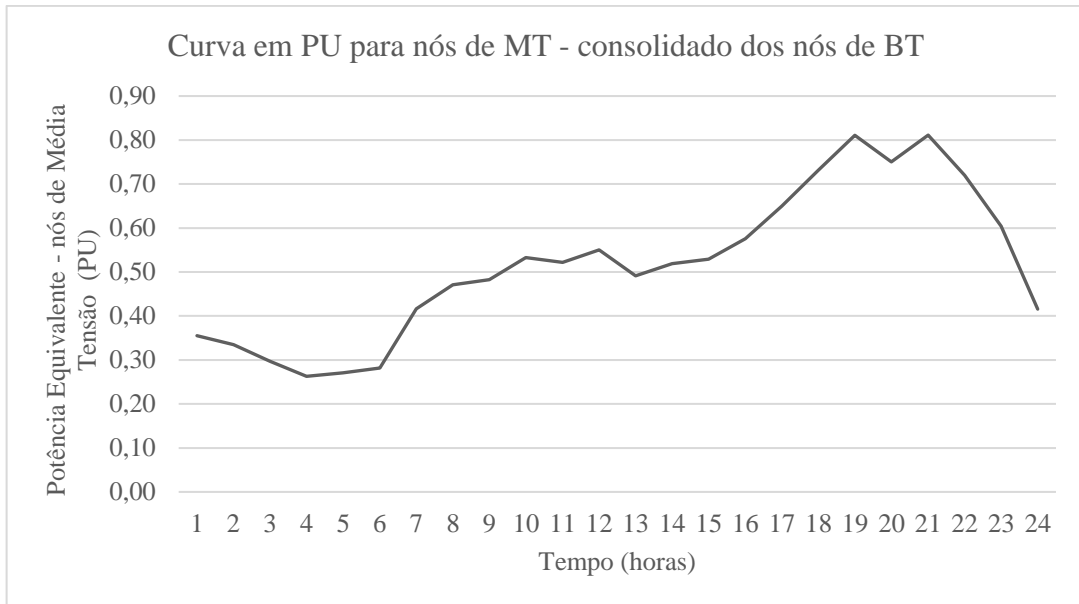


Figura 14 - Curva Consolidada - nós da MT

Os nós de média tensão foram inicialmente dimensionados conforme potência aparente do nó no qual a geração estará conectada. No entanto, percebeu-se que a energia excedente não era suficiente para atendimento a demanda da carga nos horários de ponta e intermediário (considerando a estratégia operativa baseada na tarifa branca, a ser apresentada no tópico a seguir). Nesse sentido, uma vez que o sistema alocado nesses nós representa um equivalente da rede de baixa tensão e que, nos casos em que a bateria for utilizada receberá energia suficiente para operar conforme estratégia designada, foi realizado um ajuste na potência da geração conforme Figura 15.

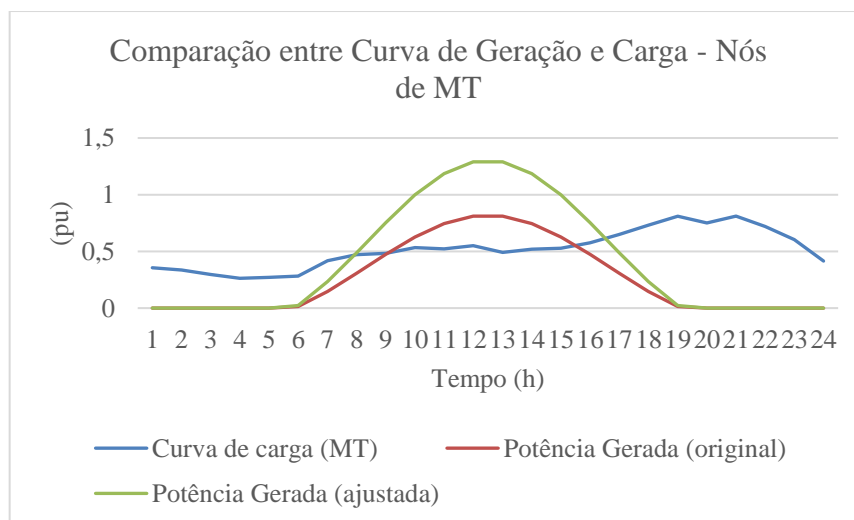


Figura 15 - Comparação das curvas de geração para os nós da MT e curvas de carga

4.1.4 Estratégias operativas e dimensionamento do sistema de armazenamento de energia

4.1.4.1 Estratégias operativas para o uso do armazenamento

O sistema de armazenamento será instalado para atendimento prioritário dos objetivos do consumidor e para tal, as estratégias adotadas visam o aproveitamento da energia gerada pela MMGD ou para consumo imediato, ou para armazenamento de energia. Os benefícios para a rede serão observados de modo secundário, como consequência da escolha do consumidor.

Dado que a aquisição e instalação de sistemas de armazenamento de energia representam um investimento elevado, a possibilidade de instalação de equipamentos ou estratégias que tenham a capacidade de beneficiar prioritariamente a rede, sem que o investimento seja revertido em ganhos na conta de energia ou sem obrigação legal, é improvável.

Neste sentido e a partir desse conceito, foram estabelecidas as seguintes premissas:

- O sistema de armazenamento será carregado apenas com a energia excedente gerada pela MMGD.
- Não será realizado controle local de tensão por meio da injeção ou consumo de reativos, seja pelo sistema de armazenamento, seja pelo inversor do sistema fotovoltaico (fator de potência unitário), dado que neste cenário de controle com utilização de energia reativa haverá consequente redução da capacidade de geração de potência ativa do gerador. Além disso, a instalação de inversores que possibilitem o controle de energia reativa requerem investimentos mais elevados, por possuírem mais recursos tecnológicos, sem proporcionar ganhos diretos ao consumidor. A instalação de inversores com controle de reativos poderia gerar ganhos para o consumidor caso existisse alguma modalidade de remuneração dos serviços ancilares prestados, no entanto, não foram identificados estudos em andamento sobre esse ponto.
- O controle de carga e descarga da bateria ocorrerá localmente, sem dependência de grandes investimentos em infraestrutura de monitoramento e comunicação da rede, sendo a recarga realizada apenas com a potência excedente da geração.
- Utilizar como referência para o estudo o conceito da tarifa branca, já disponível para consumidores de baixa tensão e a tarifa binômia, em estudo para implantação.

A tarifa branca considera diferentes custos de energia em função do horário e do dia da semana, para os dias úteis, e tarifa com patamar único de custos para os finais de semana e feriados

nacionais.

Nos dias úteis, o valor da tarifa branca varia, dentro da área de concessão, em três horários: ponta (aquele com maior demanda de energia), intermediário (via de regra, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta) e fora de ponta (aquele com menor demanda de energia), conforme comparativo apresentado na Figura 16 [49]. A modalidade tarifária convencional, também indicada na Figura, considera valor único de tarifa para o consumo de energia, sem diferenciação entre dias da semana ou horários de utilização.

A estratégia operativa baseada na tarifa branca irá considerar que todo o suprimento de energia para o horário de ponta (para a fase no qual a bateria estiver conectada) será realizado pelas baterias.

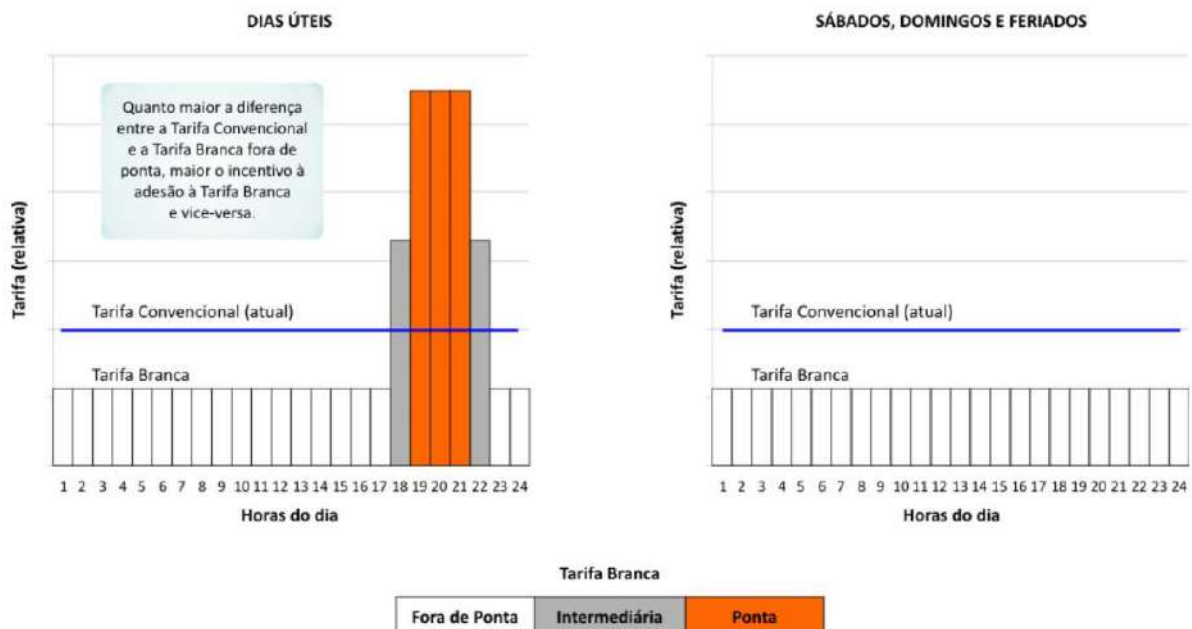


Figura 16 - Comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa Convencional. Fonte: [49]

Já a tarifa binômica considera tarifação de consumo de energia elétrica e da demanda de potência, independente do horário de utilização da energia. Se trata de um patamar único contratado pelo consumidor de baixa tensão (não aplicáveis aos consumidores de baixa renda, tarifa branca e iluminação pública), nos moldes da modalidade binômica já disponível aos acessantes de média tensão. Se aprovada, a tarifa binômica passará a ser aplicada aos consumidores de baixa tensão a partir de 2020 [4].

A estratégia operativa baseada na tarifa binômica irá considerar que apenas o suprimento de energia que extrapolar o patamar contratado será realizado pelas baterias. Neste caso, a injeção

da energia das baterias irá ocorrer para os cenários onde a potência instantânea da carga subtraída da potência da geração naquele instante for superior à potência contratada.

Para ambas as estratégias operativas adotadas, o controle de carga e descarga das baterias definida para a simulação será aplicada para todas as baterias alocadas naquela simulação.

4.1.4.2 Dimensionamento dos sistemas de armazenamento de energia utilizados

Para realização dos estudos, será considerada a aplicação de sistemas de armazenamento de energia por baterias (*BESS – Battery Energy Storage System*). Devido a sua elevada densidade energética, eficiência e potencial futuro, neste estudo serão considerados as especificações técnicas das baterias do tipo íon-lítio como referência, instaladas de modo descentralizado nos consumidores selecionados durante o processo iterativo.

Para realização do dimensionamento, foram consideradas as seguintes premissas:

- Os BESS operando com base na estratégia operativa tarifa branca irão descarregar entre os horários de 18:00h e 23:00h, considerando o intervalo de 5 (cinco) horas correspondentes ao horário de ponta e intermediário.
- Os cenários em que a conexão do inversor com a rede é realizada por apenas uma fase e a carga (consumidor) possui conexão bifásica ou trifásica com a concessionária, o BESS utilizado para atendimento a tarifa branca será dimensionado considerando a potência ativa da maior fase dentre as quais a carga está conectada;
- A capacidade de armazenamento de energia em *kWh*, também para a estratégia operativa baseada na tarifa branca, será a capacidade do BESS em *kW* multiplicada por 4,5. Esse parâmetro foi definido empiricamente após realização de testes no sistema de referência para validação, se mostrando adequadamente dimensionado para a maior parte dos casos simulados. A Figura 17 apresenta as informações de potência de saída (*kW output*, identificado em preto), energia armazenada (*kW stored*, identificado em vermelho) e estado do BESS, se carregando ou descarregando (*State*, identificado em azul) para 2 exemplos em atendimento à estratégia definida. Em ambos os casos os BESS se carregam completamente nas primeiras horas do dia, conforme disponibilidade de energia excedente da geração e descarregam ao final do horário intermediário.

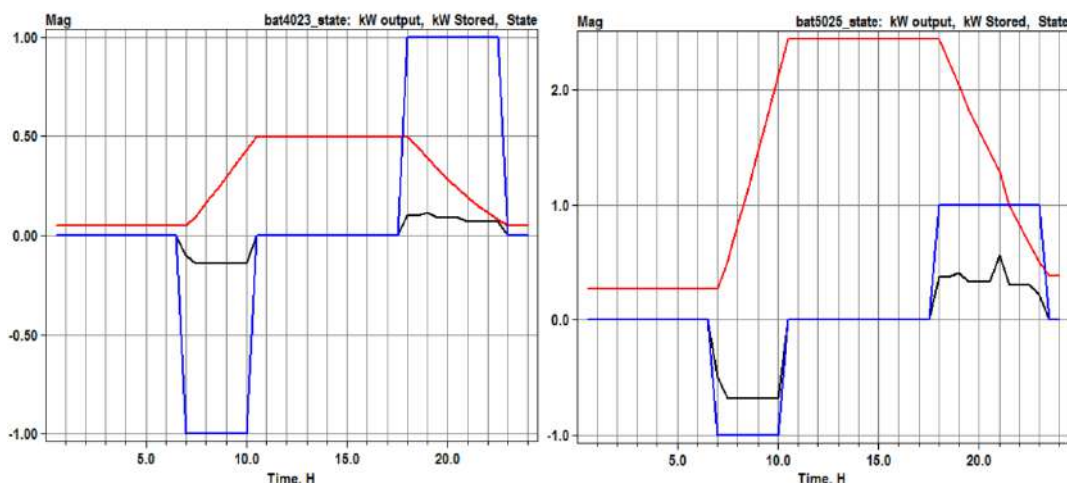


Figura 17 - Dimensionamento do BESS (exemplo)

- Para os BESS que irão operar com base na estratégia operativa tarifa binômia, considerou-se que a potência contratada será equivalente à 60% da potência nominal do consumidor e a descarga do BESS irá ocorrer quando a potência total da carga (considerando todas as fases em que a mesma estiver conectada) ultrapassar esta potência contratada. Neste caso, o BESS será dimensionado para 40% da potência nominal da carga.
- A capacidade em *kWh* de energia para a tarifa binômia foi definida considerando a premissa de não violação da potência contratada (60% da potência nominal). Para viabilizar este dimensionamento, foi verificada a energia demandada para os períodos em que o limite em questão era ultrapassado, compensando-se as perdas de eficiência do BESS e considerando o Estado de Carga (SOC – do inglês, *State of Charge*) mínimo;
- Os limites inferiores e superiores do Estado de Carga serão de 10% (SOC mínimo) e 90% (SOC máximo) [14].

4.1.5 Alocação estocástica da Geração Distribuída e dos sistemas de armazenamento

O ponto de conexão do gerador fotovoltaico na rede de distribuição não está sob o controle da concessionária, uma vez que depende de uma opção do consumidor pela sua aquisição e instalação.

O mesmo vale para o ponto de conexão dos sistemas de armazenamento de energia na rede, uma vez que nem todo consumidor irá optar pela instalação do conjunto geração e armazenamento de energia simultâneo.

Neste sentido, a quantificação dos impactos dessas conexões em redes de distribuição de energia de modo analítico é extremamente difícil, se não impossível [12]. Como alternativa e de modo a lidar com as incertezas associadas a alocação da MMGD, será realizada simulação estocástica considerando o método Monte Carlo, amplamente utilizado em estudos deste tipo, se mostrando inclusive computacionalmente eficiente para resolução de problemas de muitas dimensões [50].

Monte Carlo é um método probabilístico que consiste na realização de amostragem repetitiva de variáveis aleatórias que servirão de insumo para determinação do comportamento de um determinado processo estocástico. Processos estocásticos são seqüências de estados cuja evolução é determinada por eventos aleatórios [50].

Neste contexto, apesar da aleatoriedade associada ao processo, é possível determinar o nível de precisão das respostas a partir da realização de mais experimentos: quanto maior a quantidade de simulações realizadas, maior o nível de precisão do resultado obtido [50].

Serão consideradas como variáveis aleatórias para este estudo:

- O ponto de conexão do gerador com a rede de distribuição;
- O ponto de conexão do sistema de armazenamento, utilizando como premissa para este último caso que a conexão só irá ocorrer para consumidores que já possuem unidade de geração instalada;
- A fase (a, b ou c) de alocação de geradores, quando o consumidor possuir conexão trifásica ou bifásica com a concessionária de energia e decidir instalar geradores monofásicos, devido às características de consumo da instalação.

Nestes casos, a seleção da fase de conexão será realizada mediante sorteio a partir de uma distribuição uniforme que corresponda a fase a, b ou c ou nos casos dos consumidores bifásicos, a escolha será realizada entre as fases onde o consumidor já se encontra conectado. Nota-se que não foi considerada a influência de questões socio-econômicas neste estudo e que todos os nós elegíveis possuem a mesma probabilidade de seleção, com distribuição uniforme de probabilidade.

A partir da amostragem das variáveis aleatórias, será possível determinar o estado do sistema (nível de tensão nos nós, potência ativa e reativa da carga, corrente dos alimentadores) e a partir desses dados, será possível determinar as propriedades estatísticas do sistema, tais como os valores esperados (médias) e desvio padrões, assim como os valores percentuais dos impactos

registrados.

O algoritmo conceitual do processo estocástico de simulação baseado no método Monte Carlo para o caso com MMGD e sem armazenamento, é apresentado a seguir:

- 1) Selecionar nível de penetração para a geração distribuída, variando de 0 à 100%, com intervalos de 10%;
- 2) Realizar sorteio das unidades consumidoras que possuirão MMGD e sorteio da respectiva fase de conexão (quando aplicável);
- 3) Realizar simulação do Fluxo de Potência desbalanceado;
- 4) Armazenar resultados obtidos após Fluxo de Potência;
- 5) Repetir os passos 2, 3 e 4 até que o critério de parada seja atingido;
- 6) Retornar ao passo 1 e incrementar o nível de penetração da geração fotovoltaica em 10%, até que o limite de 100% seja atingido.

O Nível de Penetração será determinado pela razão entre o pico de potência ativa do gerador fotovoltaico, em kW_p , pelo pico de potência aparente da carga, em kVA , conforme [51].

$$\text{Nível de Penetração} = \frac{\text{Somatório da Potência ativa dos geradores (kWp)}}{\text{Somatório da potência aparente das cargas (kVA)}} \quad (3)$$

Para o caso onde haverá alocação do gerador de energia e das baterias, intitulado de caso Completo, o algoritmo conceitual será atualizado, conforme apresentado a seguir:

- 1) Selecionar nível de penetração para a geração distribuída, variando de $X\%$ à 100%, onde $X\%$ será o percentual referente ao nível de penetração escolhido (conforme detalhamento realizado no próximo capítulo);
- 2) Selecionar o nível de penetração da bateria, iniciando em 25%;
- 3) Selecionar Estratégia Operativa para controle da carga e descarga das baterias;
- 4) Realizar sorteio das unidades consumidoras que possuirão MMGD e sorteio da respectiva fase de conexão (quando aplicável);
- 5) Realizar sorteio das unidades consumidoras que possuirão unidades de armazenamento, considerando como nó elegível aqueles que já possuam gerador instalado;
- 6) Realizar simulação do Fluxo de Potência desbalanceado;
- 7) Armazenar resultados obtidos após Fluxo de Potência;

- 8) Repetir os passos 4, 5, 6 e 7 até que o critério de parada seja atingido;
- 9) Retornar ao passo 2 e incrementar o nível de penetração da bateria em 25%, até que o limite de 100% seja atingido.
- 10) Repetir os passos 4 a 8 até que o critério de parada seja atingido;
- 11) Retornar ao passo 1 e incrementar o nível de penetração da geração fotovoltaica até que o limite de 100% seja atingido.

O critério de parada da simulação será determinado por K_{max} , equivalente a 1000 (mil) iterações.

4.1.6 Ambiente de Simulação

O software utilizado para realização das simulações e análise de comportamento do sistema foi o OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), atualmente mantido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) [52].

O OpenDSS trata-se de ferramenta que modela o sistema elétrico para simulações em Regime Permanente Senoidal (RMS) e pode ser utilizado para realização de fluxos de potência instantâneo (*SnapShot*), fluxo de potência diário (séries temporais quase estáticas ou do inglês, *Quasi Static Time Series*), fluxo de potência anual, análise harmônica, análise dinâmica e estudos de curto circuito, com possibilidade de operação em dois modos distintos: modo autônomo ou via um servidor COM (*Component Object Model*), implementado a partir de uma DLL (biblioteca de vínculo dinâmico, do inglês *Dinamic Link Library*) [53].

A implementação do programa via interface COM viabiliza o controle do OpenDSS através de programas como Python, MATLAB, por ferramentas da *MS Office*, com o *VisualBasic for Applications* (VBA), fazendo com que seus recursos sejam expansíveis e flexíveis, permitindo personalizações e proporcionando o atendimento as necessidades específicas dos usuários. Com este recurso, o usuário é capaz de projetar e executar modos de solução próprios, controles específicos, realizar definição dos dados dos modelos, agregando bastante flexibilidade à ferramenta [53].

Dado as facilidades proporcionadas pelo programa, além de ser gratuito, o *OpenDSS* tem sido amplamente utilizado no meio acadêmico e em empresas do setor de distribuição.

Adicionalmente, o uso do programa por empresas do setor de distribuição foi incentivado após a publicação de Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL pela ANEEL [54], que propôs aprimoramento da metodologia de cálculo das perdas técnicas das redes de distribuição,

recomendando, dentre outras alternativas, o uso do *OpenDSS* como ferramenta para determinação das perdas técnicas de maneira mais assertiva.

Para desenvolvimento deste estudo, devido a execução de estudo estocástico com base no Método Monte Carlo, assim como necessidade de controles específicos para carga e descarga das baterias, foi utilizado controle do *OpenDSS* via interface COM, utilizando o programa MATLAB. As simulações serão realizadas em intervalos de 30min, sendo os pontos intermediários (referentes as meias horas) interpolados automaticamente pelo *OpenDSS*.

4.1.6.1 Modelagem do sistema de Geração Fotovoltaica no *OpenDSS*

O sistema de geração fotovoltaica, denominado *PVsystem* no *OpenDSS*, é modelado integrando painel fotovoltaico e inversor em um mesmo elemento de conversão de energia, sendo a potência gerada ($P_{AC}(t)$) função das seguintes expressões [55]:

$$P_{DC}(t) = P_{pmp}(1kW/m^2) \times irrada(t) \times irradaBase \times P_{pmp}(T(t)) \quad (4)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t) \times \eta(P_{DC}(t)) \quad (5)$$

Onde:

$P_{DC}(t)$ é a potência de saída do sistema fotovoltaico em um dado instante;

$P_{pmp}(1 kW/m^2)$ é a potência nominal no ponto de máxima potência a uma irradiância de $1 kW/m^2$ e uma dada temperatura;

$Irrada(t)$ trata-se da irradiância em pu em um dado instante;

$IrradaBase$ trata-se da irradiância base;

$P_{pmp}(T(t))$ é o fator de correção da potência gerada em função da temperatura em um dado instante.

$\eta(P_{DC}(t))$ se refere a eficiência do inversor em função de $P_{DC}(t)$.

A modelagem detalhada deste elemento pode ser encontrada principalmente na documentação disponibilizada pelo EPRI após instalação do programa [53], assim como em [55].

4.1.6.2 Modelagem do sistema de armazenamento de energia no *OpenDSS*

O armazenamento de energia do *OpenDSS* é representado através do *Storage Element*, que essencialmente se trata de um gerador que pode ser despachado para descarga (injeção de

potência) ou carga (consumo de potência), considerando sua capacidade (em kW) e capacidade de armazenamento (kWh).

A carga e descarga é realizada mediante determinada taxa, *%charge* e *%discharge*, que pode ser fixa ou ajustável a cada simulação, conforme controle implementado para o elemento. Dado que neste estudo a carga da bateria irá ocorrer apenas com a potência excedente da geração fotovoltaica, esses parâmetros serão personalizados a cada iteração.

A modelagem detalhada deste elemento também pode ser encontrada na documentação disponibilizada pelo EPRI após instalação do programa [53], assim como em [55].

4.1.7 Cenários estudados

Para realização do estudo, serão considerados os cenários detalhados a seguir:

- Caso Base, sem inclusão de MMGD e de sistemas de armazenamento de energia;
- Caso com MMGD e sem sistemas de armazenamento de energia;
- Caso Completo considerando inclusão de MMGD e sistemas de armazenamento de energia.

O caso Base identificará as características e parâmetros operacionais da rede em sua condição original, de modo a identificar a existência de problemas prévios, caso existam. Além disso, servirá de referência para a análise dos cenários posteriores, comparativamente.

O caso Base com MMGD e sem sistemas de armazenamento de energia se destina a identificar para quais níveis de penetração de geração distribuída os primeiros consumidores são impactados em referência à violação de tensão e qual a proporção de aumento do impacto à medida que o nível de penetração é elevado. O estudo deste caso irá considerar o aumento da penetração em patamares de 10%, variando de 10% à 100%.

A partir da definição do nível de penetração de MMGD de referência, será identificado o nível de penetração para qual se iniciará a aplicação de sistemas de armazenamento de energia.

Neste sentido, o caso Completo, considerando inclusão de MMGD e sistemas de armazenamento de energia, será aplicado para os níveis de penetração escolhidos em que as violações de tensão ocorrem com maior intensidade.

Para os níveis em questão, a penetração das baterias irá ocorrer em patamares de 25%, considerando penetração de 25%, 50%, 75% e 100%.

4.2 Metodologia de avaliação dos resultados

Os parâmetros de qualidade de energia elétrica, que devem ser atendidos pelas distribuidoras de energia, são regulados pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 8 [56], publicado pela ANEEL. São apresentados, na seção 8.1 deste documento, os fenômenos da qualidade do produto em regime permanente, sendo eles: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência.

Para avaliação de resultados obtidos em estudos computacionais, os parâmetros considerados no PRODIST podem ser utilizados como referência, acrescidos de parâmetros adicionais necessários para quantificar os impactos da elevada penetração de MMGD, tais como nível de carregamento dos condutores e transformadores.

Dos parâmetros de qualidade de energia do PRODIST, será considerado como referência o nível de tensão em regime permanente, grandeza normalmente impactada pelo aumento do nível de MMGD em redes de distribuição.

Este e os demais parâmetros considerados serão detalhados nos itens a seguir.

4.2.1 Perfil de Tensão

O módulo 8 do PRODIST classifica os limites de tensão em regime permanente em adequados, precários e críticos e a conformidade de tensão será verificada com base na comparação dos resultados obtidos nos pontos de conexão à rede de distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras em relação aos respectivos níveis especificados como adequado, precário e crítico [56].

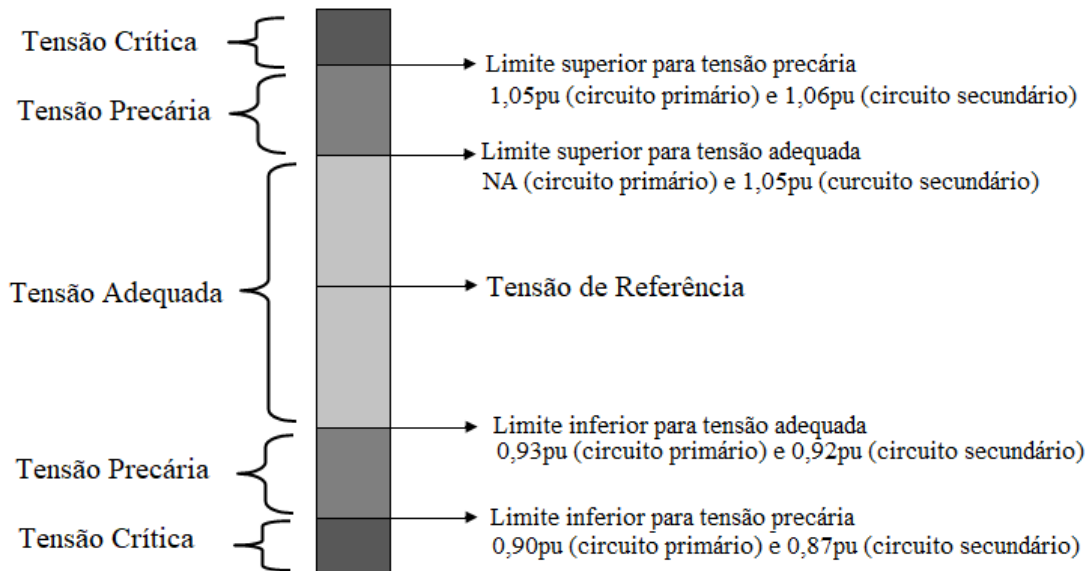
A classificação dos limites de tensão é realizada conforme Tabela 9 e Tabela 10 e podem ser exemplificados conforme Figura 18.

Tabela 9 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Fonte: [56]

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 10 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127). Fonte: [56]

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

**Figura 18 - Ilustração da classificação de tensão para circuitos primários e secundários. Adaptada de: [56]**

A metodologia do PRODIST prevê geração de indicadores individuais de violação de tensão a partir de um conjunto de medições que integralize 1008 registros realizados em intervalos sequenciais de 10 minutos, resultando em período de medição de 7 dias. Com base no conjunto de medições, são calculados os indicadores de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e duração relativa da transgressão para a tensão crítica (DRC).

As simulações neste estudo serão realizadas por dia e com intervalos de 30min e por isso não serão adotados os índices DRP e DRC.

Para avaliação dos resultados obtidos, será quantificado o percentual de violações de tensão por nível de penetração e o percentual de consumidores afetados nas simulações realizadas.

4.2.2 Nível de Perdas do sistema de distribuição

Conforme apresentado em [12], para avaliação do nível de perdas do sistema serão computadas as perdas técnicas nos sistemas de distribuição primário e secundário, assim como as perdas operacionais dos transformadores (perdas no cobre, por exemplo) e linhas de distribuição.

Os resultados obtidos serão os valores médios por iteração e também os valores médios das perdas ao longo do dia, facilitando a análise dos resultados nos cenários de diferentes níveis de penetração.

4.2.3 Carregamento dos Condutores e Transformadores

Para avaliação do nível de carregamento dos condutores e transformadores e verificação de condições de sobrecarga, serão calculados para esses elementos (a cada iteração), utilizando como referência o conceito apresentado em [17]:

- A taxa de utilização do alimentador, obtida a partir da razão entre a máxima corrente registrada para o circuito pela capacidade do alimentador;
- A taxa de utilização do transformador, obtida a partir da razão entre a máxima potência registrada pela potência nominal do transformador.

5. ESTUDOS COMPUTACIONAIS

Neste capítulo serão apresentadas as modificações realizadas na rede de distribuição de referência, premissas adotadas para realização dos estudos e os resultados obtidos, considerando a realização de simulações para análise da rede sem a instalação de MMGD (caso Base), análise da rede com instalação apenas da MMGD e sem sistemas de armazenamento e a análise da rede considerando instalação de MMGD e armazenamento (caso Completo).

5.1 Descrição das modificações realizadas no sistema teste *IEEE 123-bus Feeder* e rede BT-29 barras

Para viabilizar a conexão da rede de baixa tensão à rede de média tensão, foi necessário ajustar o nível de tensão do secundário do transformador de 150 kVA (conectado entre os nós 61 e 610) de 0,48 kV para 0,22 kV, assim como o tipo de conexão do secundário, de delta para estrela aterrado, de modo a adequá-lo às características da nova rede. Não foram realizadas alterações em sua capacidade nominal ou nas demais especificações técnicas do equipamento. Adicionalmente, foi realizada a substituição da curva de carga *default* do *OpenDSS* associada aos nós de média tensão pela curva de carga apresentada na Figura 14 do capítulo anterior.

A tensão base da rede BT-29 barras foi alterada de 121,244 V [45] para 220 V, visto que a definição da tensão base no *OpenDSS* requer a indicação do nível de tensão entre fases (Fase-Fase).

As demais alterações são decorrentes da inclusão dos geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia (baterias) para realização dos estudos propostos.

5.2 Premissas utilizadas para realização das simulações

- Caso o gerador dimensionado para o nó seja igual ou inferior a $5 kW_p$, a conexão do inversor com a rede será sempre monofásica;
- A instalação das baterias será realizada com o mesmo tipo de conexão e na(s) mesma(s) fase(s) em que o gerador fotovoltaico estiver conectado.
- Nas simulações realizadas para a estratégia operativa tarifa branca:
 - Para cenários em que a conexão do inversor com a rede seja realizada por apenas uma fase e a carga possua conexão bifásica ou trifásica com a concessionária, a descarga da bateria ocorrerá também em uma fase (mesma fase de conexão do

- gerador). Dado que o custo da energia no período de ponta e intermediário é mais elevado, os consumidores poderão migrar as cargas prioritárias e com maior utilização no período para a fase com bateria. Apesar disso, essa possibilidade não será considerada neste estudo e a curva de carga do consumidor não será alterada;
- Será considerado apenas um ciclo de carga e descarga durante o dia.
 - Nas simulações realizadas para a estratégia operativa tarifa binômia:
 - Não haverá limitação de apenas um ciclo de carga e descarga para esta estratégia operativa;
 - A definição da capacidade de condução de corrente dos alimentadores foi realizada considerando que:
 - O sistema teste *IEEE 123-bus Feeder* possui condutor fase ACSR 336,400 26/7, conforme informações disponibilizadas pelo IEEE [43] e informações de capacidade do cabo disponíveis em [35] e [57].
 - A rede BT-29 barras, situada em Bragança Paulista, utiliza como referência as características físico-elétricas dos condutores de alumínio sem alma de aço (CA) disponibilizadas pela concessionária que atende o local para o cabo CA #2/0 [58].
 - A eficiência total (carga e descarga) adotada para os sistemas de armazenamento (baterias e inversores) foi de 90% [59].

5.3 Análise da rede sem alterações: caso Base

Com o objetivo de verificar o estado inicial do sistema e consequentemente identificar as características originais da rede, foi realizada simulação determinística desconsiderando a instalação de MMGD ou sistemas de armazenamento (caso Base).

5.3.1 Análise das perdas

Para verificação do nível das perdas, a análise será dividida inicialmente em: perdas nos transformadores, perdas nas linhas de transmissão, perdas na baixa tensão e perdas na média tensão. As perdas totais são o somatório das perdas nos transformadores e nas linhas ou o somatório das perdas na baixa tensão e na média tensão.

Como pode ser observado na Figura 19 e Figura 20, o comportamento das perdas segue o mesmo padrão da curva de carga, o que é esperado, uma vez que o nível das perdas está relacionado ao nível de corrente no sistema. Nota-se que os resultados obtidos para a média

tensão se apresentam quantitativamente superiores aos obtidos para a baixa tensão, uma vez que houve detalhamento desta em apenas um nó. Percebe-se também, como consequência, que as perdas técnicas nas linhas de distribuição tendem a refletir predominantemente o comportamento das perdas técnicas na média tensão e por isso, nos próximos resultados, apenas as perdas na baixa tensão e média tensão serão detalhadas.

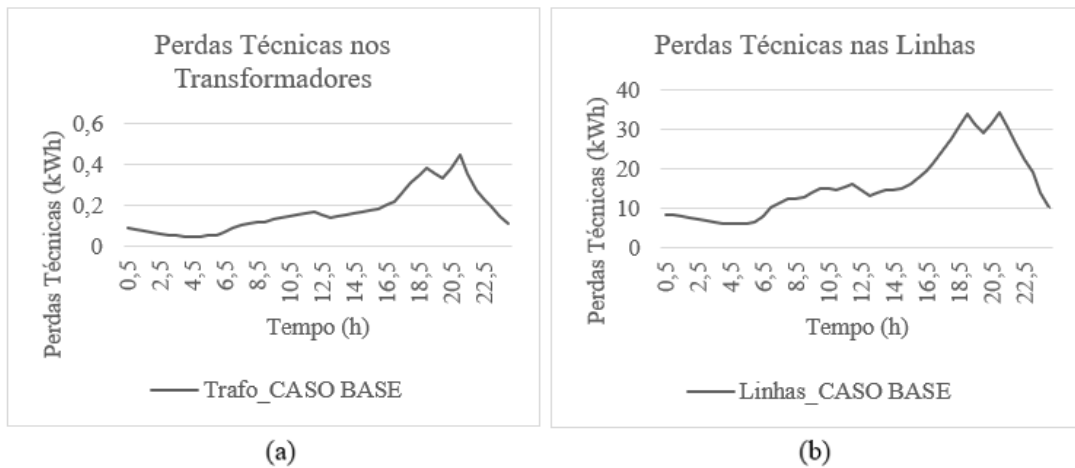


Figura 19 - Perdas Técnicas nos (a) transformadores e (b) nas linhas de distribuição (caso Base)

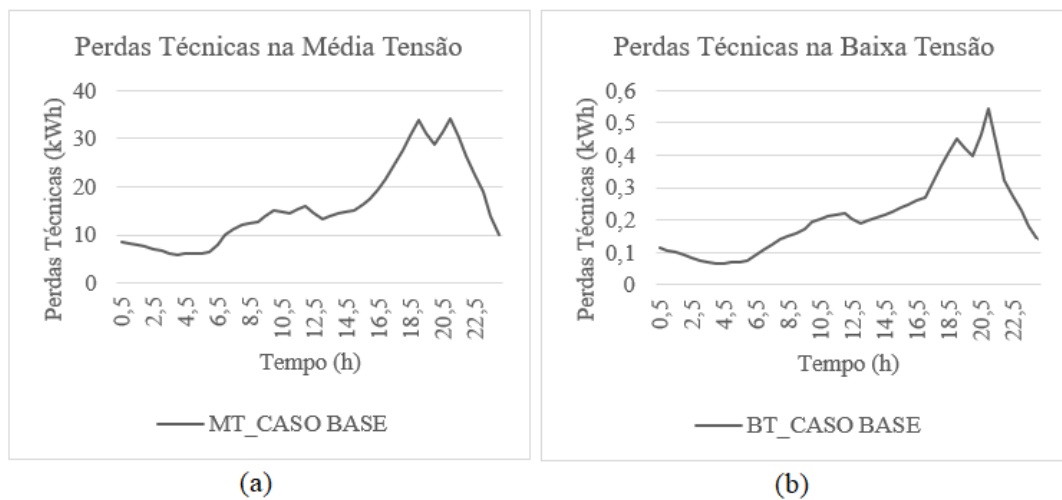


Figura 20 - Perdas Técnicas na (a) MT e (b) BT (caso Base)

5.3.2 Análise das violações de tensão

Não foram registradas violações de tensão referentes aos limites inferiores ou superiores para a sistema. Como resultado do aumento no nível de penetração da MMGD, as violações em relação aos limites superiores serão percebidas.

O perfil de tensão verificado na subestação principal, em “pu” (por unidade), é apresentado na Figura 21.

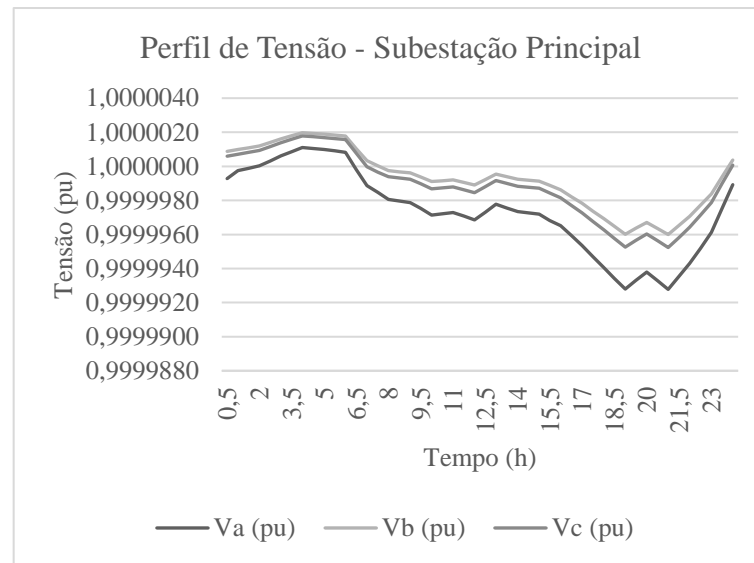


Figura 21 - Perfil de Tensão para a Subestação Principal (caso Base)

5.3.3 Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores

A taxa de carregamento dos condutores será realizada para os trechos principais dos alimentadores, identificados na Figura 22 e Figura 23, destacados abaixo. Em relação a rede teste *IEEE 123-bus Feeder*, a escolha buscou observar os trechos principais da rede cujas linhas são trifásicas, assim como suas principais derivações.

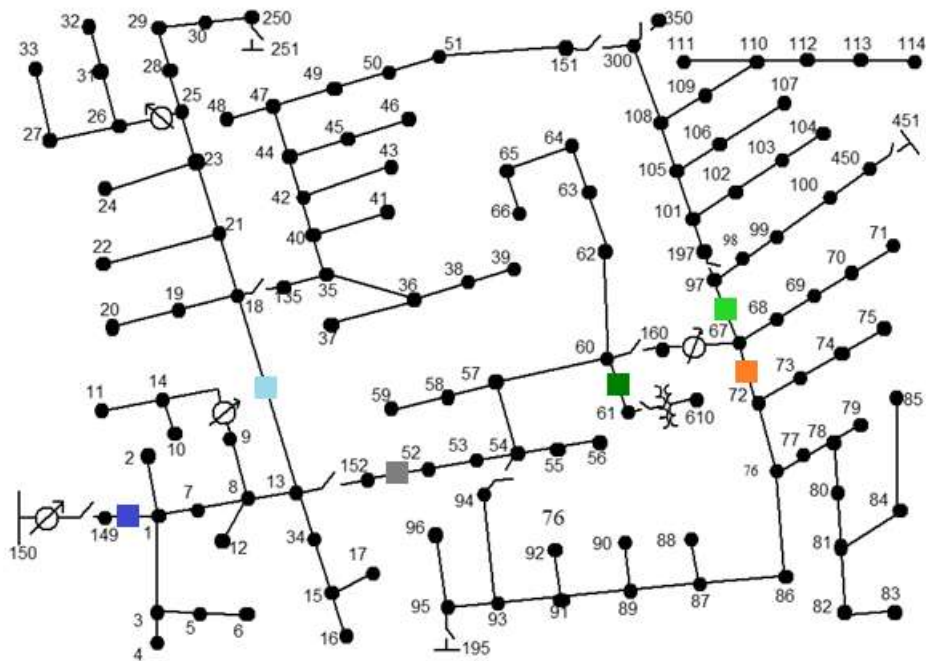


Figura 22 - Identificação dos trechos do alimentador monitorados pela taxa de carregamento dos condutores - MT

Legenda:

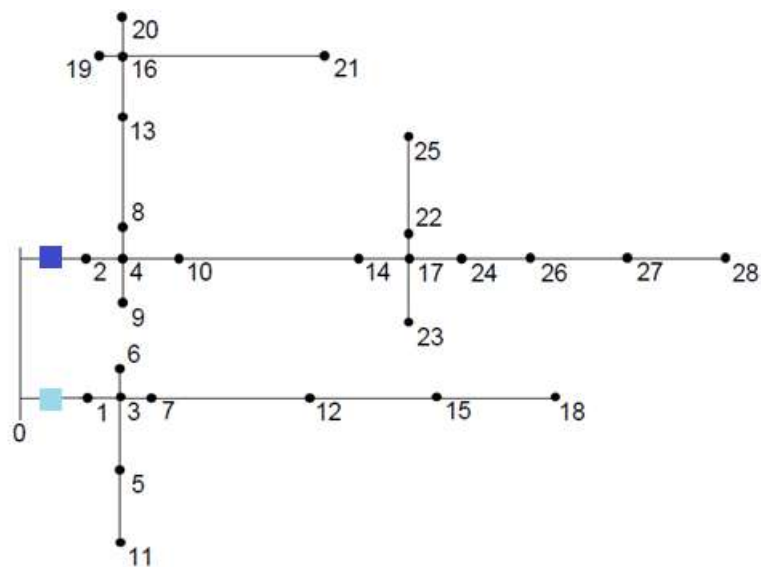
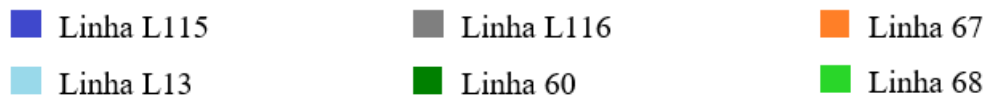


Figura 23 - Identificação dos trechos do alimentador monitorados pela taxa de carregamento dos condutores – BT

Legenda:

- Linha X001_01 (onde X varia de 1 à 6)
- Linha X001_02 (onde X varia de 1 à 6)

As linhas serão identificadas conforme legenda, de acordo com as barras ao qual estão conectadas e de acordo com a rede que fazem parte, onde o “X” varia de 1 à 6, sendo esta a identificação da rede no qual a linha pertence.

Essa mesma lógica foi utilizada para identificação dos consumidores das redes de baixa tensão: o cliente alocado no nó 26 da rede 1 será identificado como 1026, já o cliente alocado no nó 28 da rede 2 será o cliente 2028 e assim sucessivamente. Cabe ressaltar que a distribuição das curvas de carga respeita a proporção de 70% das cargas residenciais e 30% das cargas comerciais, no entanto, esses perfis comerciais e residenciais foram alocados de maneira diferenciada entre as redes, buscando modelar características exclusivas, apesar de possuírem a mesma capacidade instalada. Neste sentido, observa-se, conforme Figura 24, que as linhas “3000_02” e “4000_01”, por exemplo, possuem perfil mais comercial, com patamar de carga mais elevado e com menor quantidade de variações ao longo das horas comerciais.

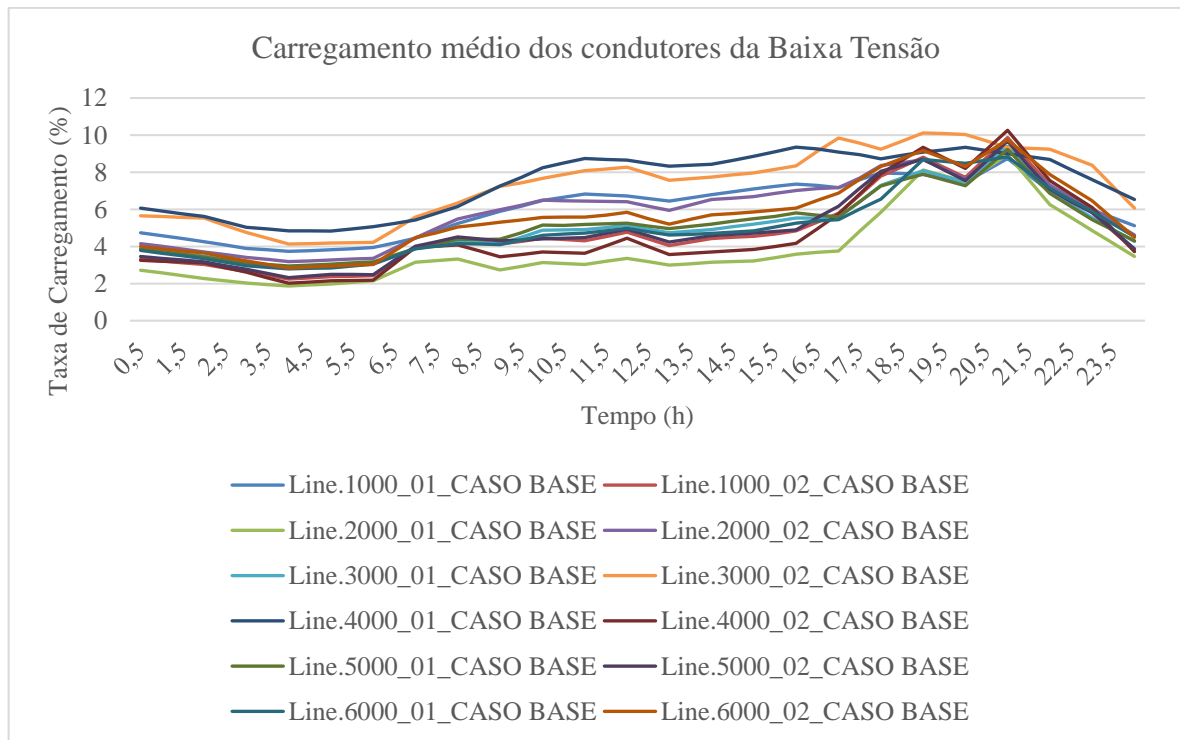


Figura 24 – Taxa de carregamento médio (horário) dos condutores de BT para o caso Base

As taxas de carregamento dos condutores e transformadores, em valores médios para um dia, são apresentadas na Figura 25, Figura 26 e Figura 27. É possível observar que os condutores da rede de média tensão mais próximos da subestação principal possuem nível de carregamento mais elevado, mas encontram-se operando com folga de capacidade. Os condutores da rede de baixa tensão encontram-se subutilizados em relação a sua capacidade, refletindo seu baixo carregamento [45].

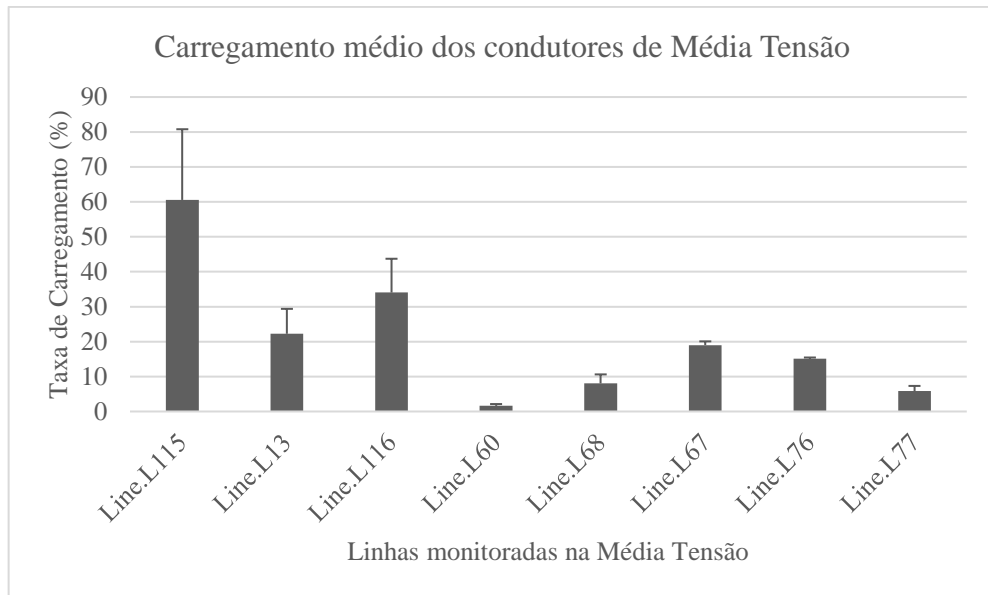


Figura 25 – Taxa de carregamento médio (por dia) dos condutores de MT para o caso Base

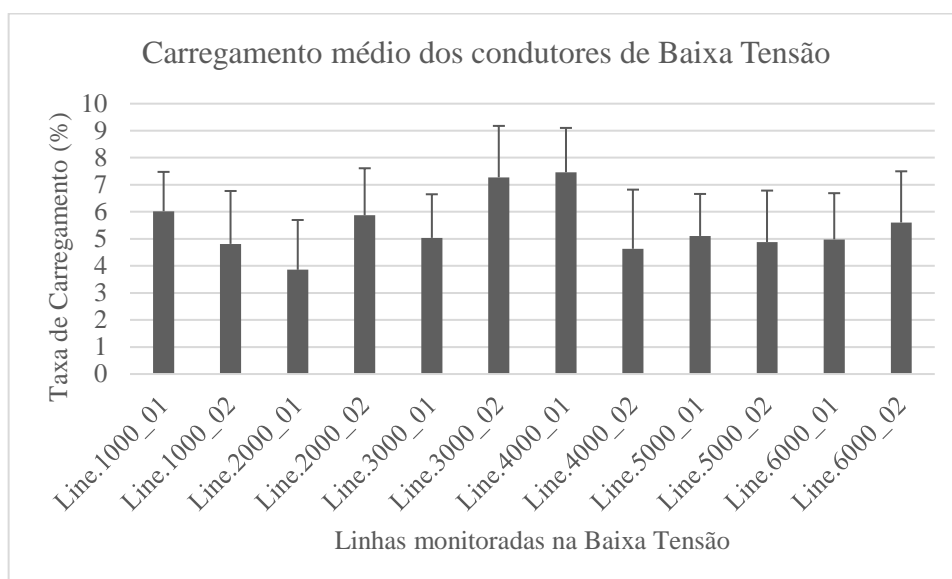


Figura 26 – Taxa de carregamento médio (por dia) dos condutores de BT para o caso Base

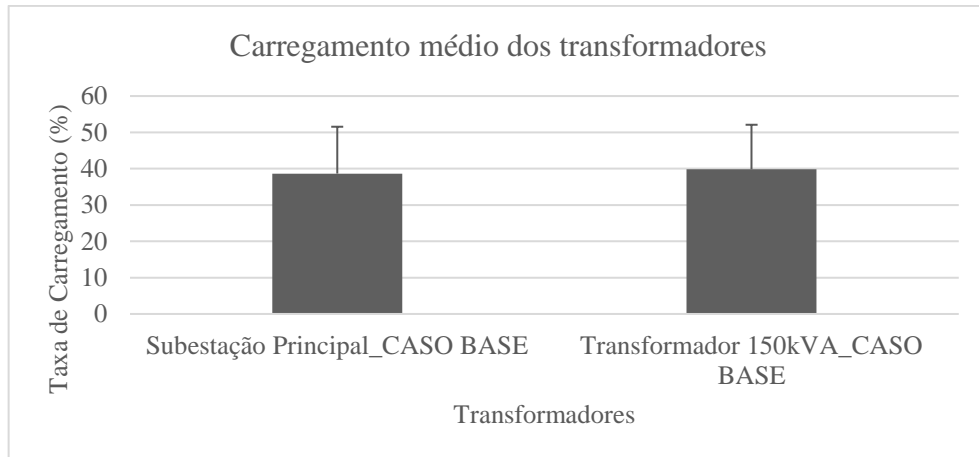


Figura 27 – Taxa de carregamento médio dos transformadores (caso Base)

5.4 Análise do impacto da penetração da MMGD

Buscando avaliar quantitativamente o impacto da elevação dos níveis de penetração da MMGD em redes de distribuição e criar referência para avaliação dos resultados da rede com sistemas de armazenamento de energia, foram realizadas simulações para os níveis de penetração da geração fotovoltaica compreendidos entre 10% e 100%, variando-se em passos de 10%. Os resultados obtidos serão apresentados nos tópicos a seguir.

5.4.1 Análise das perdas

As perdas na média tensão reduziram continuamente até que o nível de penetração de 70% fosse alcançado e a partir de 80% de penetração começaram a aumentar. Nota-se que mesmo para 100% de penetração o nível das perdas não alcança o patamar do caso Base, ou seja, para todos os níveis de penetração as perdas verificadas foram inferiores as obtidas no cenário de referência, como pode ser verificado na Figura 28.

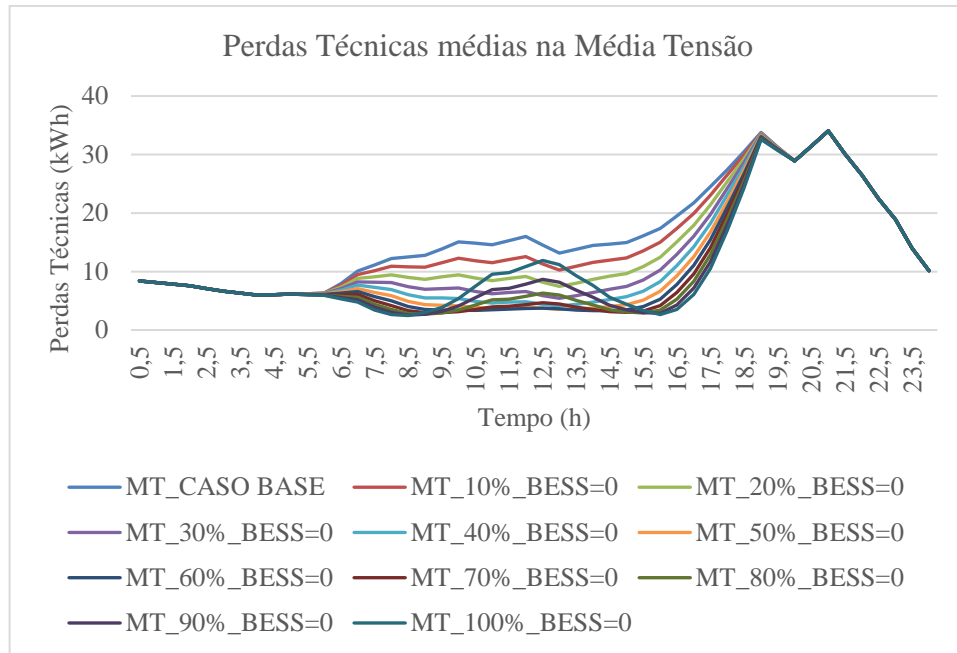


Figura 28 - Perdas na MT (com MMGD)

Já as perdas na baixa tensão apresentam comportamento diferenciado para o cenário estudado. Observa-se que os níveis de perdas aumentam a partir do caso Base e seguem este mesmo padrão continuamente.

Este resultado se deve por alguns fatores, tais como:

- A potência injetada nos nós da baixa tensão são proporcionalmente superiores a potência injetada nos nós da média tensão. Dado que o gerador está dimensionado para compensação de toda a energia consumida pela carga, nos casos em que essa carga (unidade cliente) possuir conexão bifásica ou trifásica com a rede, a potência injetada pelo gerador naquele nó, proporcionalmente, será superior à potência nominal da carga;
- Comparativamente, os nós da média tensão observam o equivalente da rede de baixa tensão;
- As cargas conectadas aos nós de média tensão, quando trifásicas, possuem potência superior a $5 kW_p$ e possuem conexão da MMGD também trifásica com a rede.

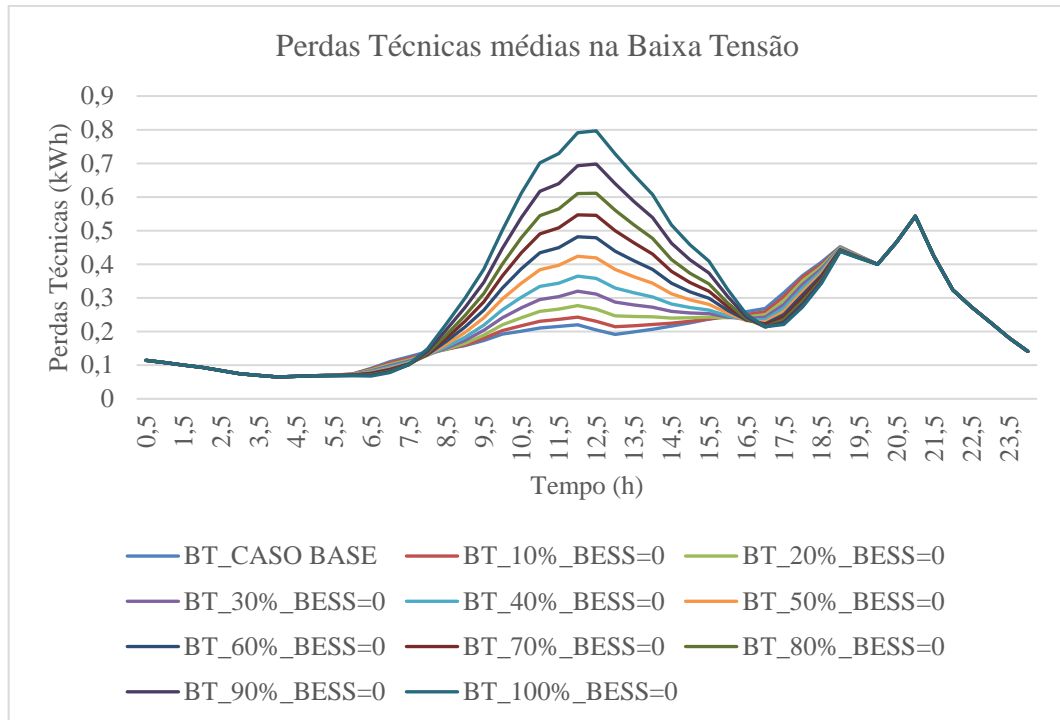


Figura 29 - Perdas na BT (com MGD)

Para verificar o comportamento da rede de baixa tensão sob as mesmas condições da rede de média tensão, foram desenvolvidos dois cenários complementares, mais restritos e que possuem como premissa:

- Cenário Complementar 1: Dimensionamento da MGD com base na potência aparente do cliente selecionado;
- Cenário Complementar 2: Dimensionamento da MGD com base na potência aparente do cliente selecionado e tipo de conexão da MGD com a rede restrita ao tipo de conexão já existente (consumidor junto à concessionária). Neste caso, caso a carga seja trifásica, o gerador também será trifásico e caso a carga seja bifásica, o gerador será bifásico.

Para o cenário complementar 1, o tipo de conexão da MGD seguirá a premissa já adotada para o estudo: equipamentos com potência igual ou inferior a 5 kW_p possuirão conexão monofásica com a rede. Neste cenário observa-se que as perdas reduzem até o nível de penetração 40% e a partir do nível de penetração 50% começam a elevar-se. Já para o cenário complementar 2, as perdas reduzem até o nível de 70% de penetração e a partir de 80% de penetração também começam a elevar-se. Dado que os sistemas de geração fotovoltaica para as faixas de potência mencionadas normalmente são monofásicos e dimensionados para compensação integral da energia da unidade consumidora, o aumento do nível de penetração

poderá resultar no aumento das perdas técnicas desses sistemas, sendo inclusive superiores à referência inicial.

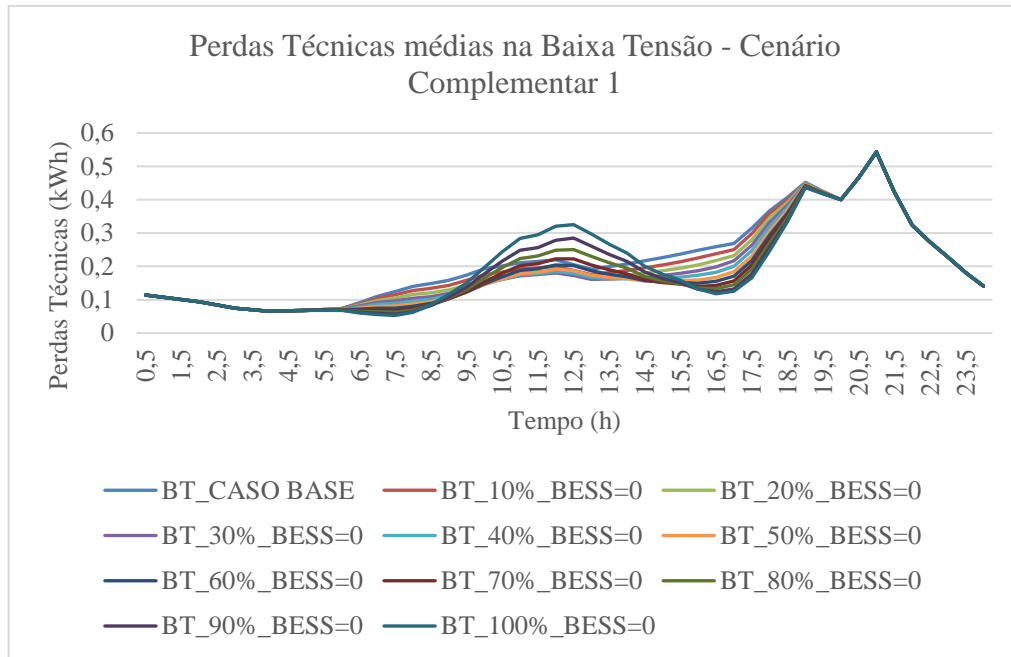


Figura 30 - Perdas Técnicas na BT com restrição de Potência (com MMGD)

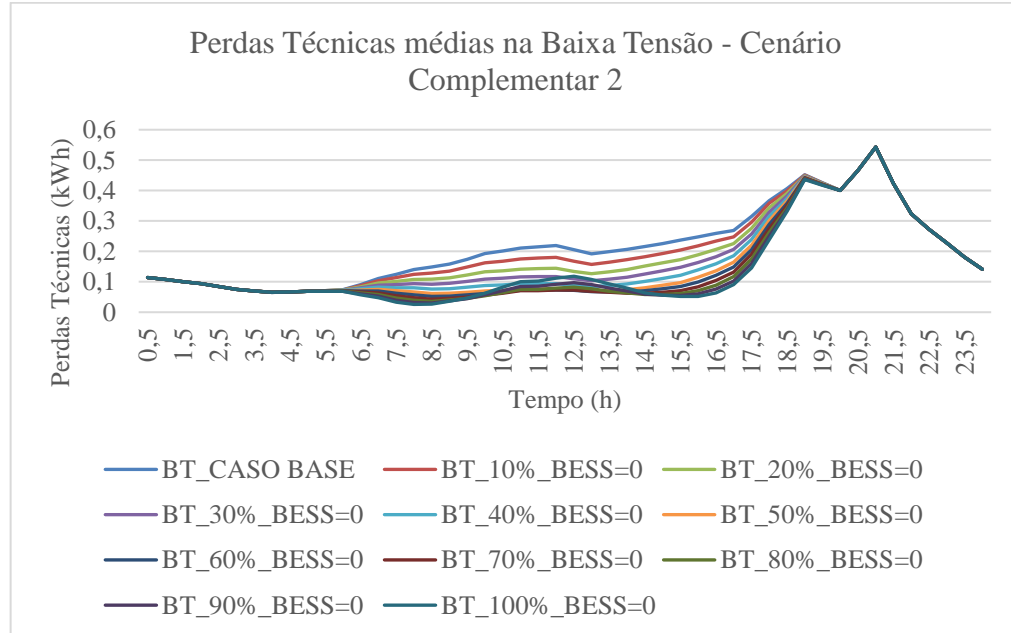


Figura 31 - Perdas Técnicas na BT com restrição de potência e tipo de conexão com a rede (com MMGD)

5.4.2 Análise das Violações de Tensão

As violações de tensão começam a ocorrer a partir de 20% de penetração, para apenas um cliente, o que representa menos de 1% de impacto. Este mesmo resultado foi observado para

30% de penetração. A partir de 40% de penetração, os impactos aumentam continuamente, sendo 45% destes registrados nas simulações com 100% de penetração, conforme Figura 32.

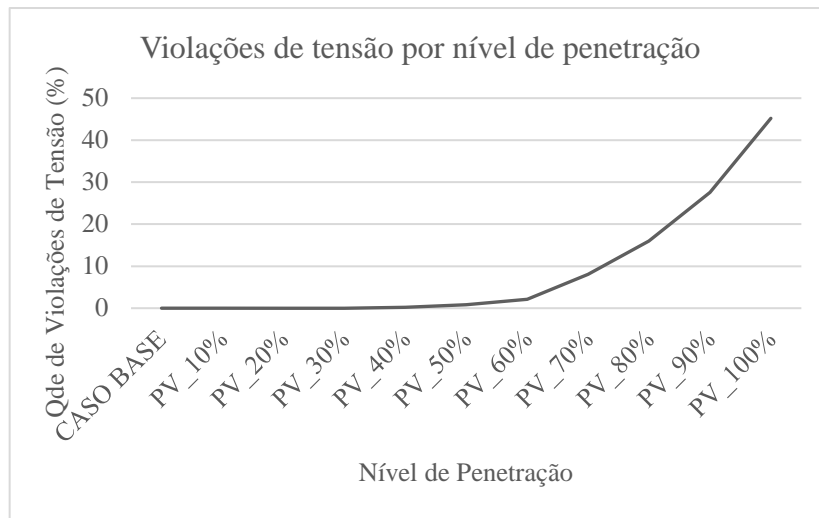


Figura 32 - Violações de Tensão por nível de penetração (com MMGD)

Em relação a quantidade de clientes com violação de tensão por nível de penetração, observa-se que para 40% de penetração em torno de 7% desses consumidores são afetados, conforme Figura 33. Para 60% de penetração, a quantidade de clientes impactados já ultrapassa 25% e para 100% de penetração 47% dos clientes são impactados. Observa-se que a partir de 70% de penetração, a taxa de crescimento da curva é reduzida, indicando que existe uma redução na quantidade de clientes impactados, mesmo com uma crescente na quantidade de violações, ou seja, a frequência de impacto de alguns clientes afetados está aumentando.

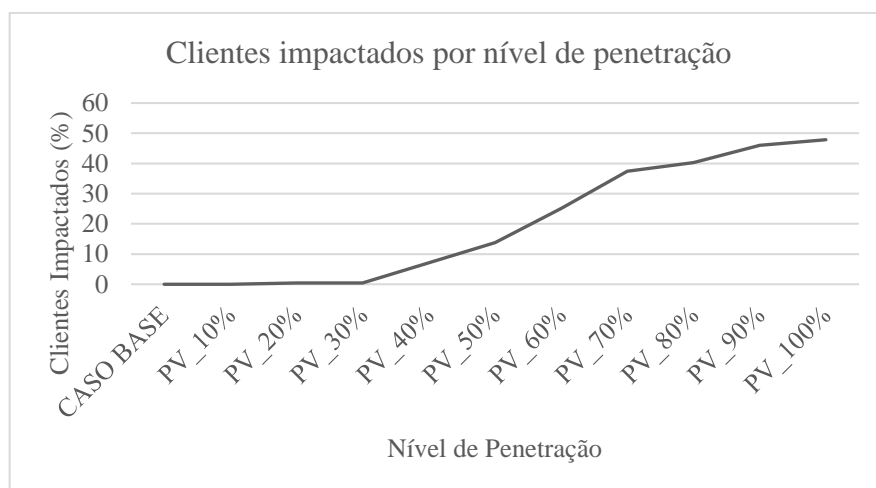


Figura 33 – Clientes impactados por nível de penetração – acumulado (com MMGD)

Percebe-se que 50% de todo o impacto registrado ocorre para 16 clientes, que representam, considerando o total de 104 clientes impactados, aproximadamente 15% da amostra, conforme identificado na Figura 34.

Observa-se também que esses clientes estão sempre associados aos nós 26, 27 ou 28, localizados ao final das linhas, nas posições mais distantes em relação aos elementos de controle de tensão existentes na rede e com maiores níveis de resistência em relação à subestação. Destaca-se, em relação a identificação, que o cliente 6028 está conectado no nó 28 da rede 6, o cliente 3028 está conectado no mesmo nó, porém da rede 3, e assim sucessivamente, sendo a identificação do cliente “X0YY” construída por “X0” que é a identificação da rede, onde “X” varia de 1 à 6 e por “YY” que é a identificação do nó.

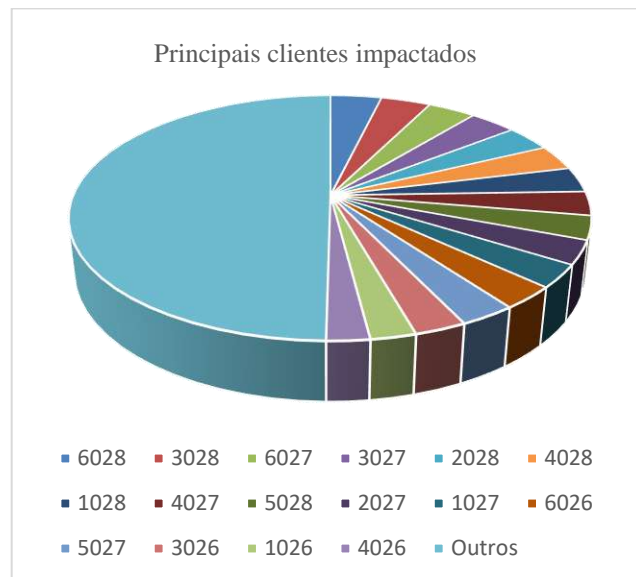


Figura 34 - Identificação dos clientes com maior frequência de violações de tensão (com MMGD)

Este resultado evidencia também que o principal impacto está concentrado nas redes de baixa tensão: dentre as violações de tensão que registradas, 97,44% ocorreram na baixa tensão, frente a 2,56% na média tensão.

5.4.3 Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores

Com o aumento no nível de penetração da MMGD, a taxa de carregamento dos condutores na média tensão é reduzida até que o patamar de 70% de penetração seja alcançado. O impacto é ressaltado para os trechos do alimentador que se encontram mais próximos à subestação principal, visto que são trechos mais centrais e que conseqüentemente acumulam os impactos ocorridos em todo o sistema.

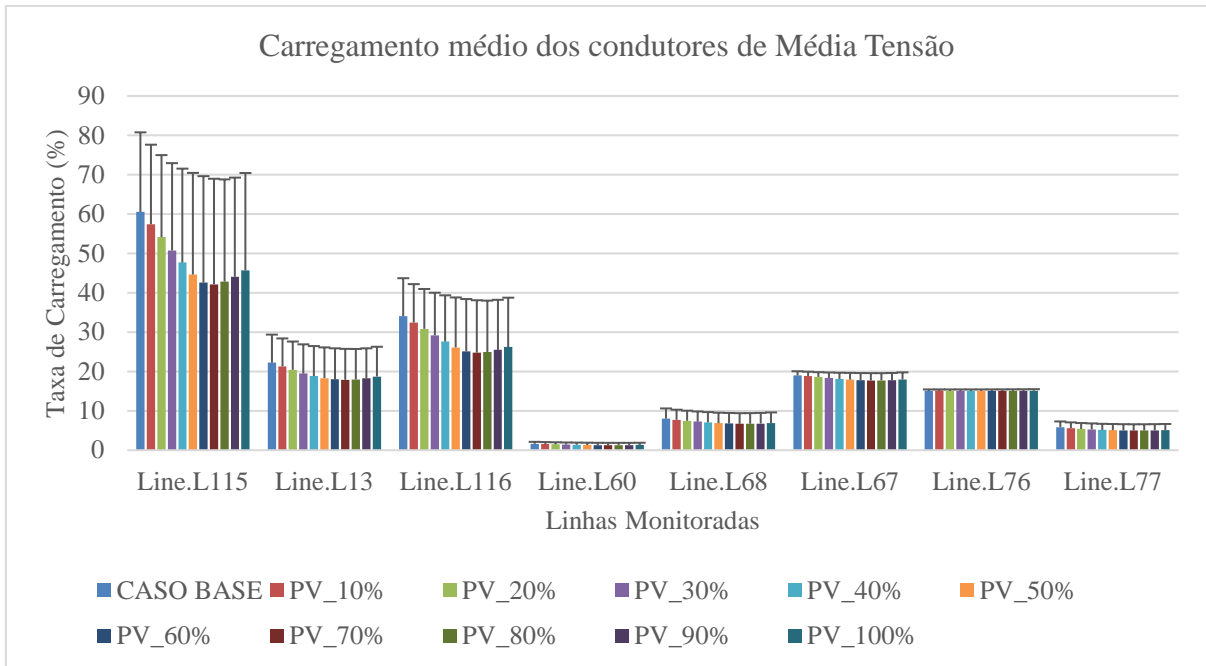


Figura 35 - Taxa de carregamento médio dos condutores na MT (com MMGD)

Os condutores de baixa tensão, no entanto, possuem taxas de carregamento que se comportam de maneira diferente. Este efeito se deve a distribuição de cargas residenciais e comerciais de maneira diferenciada entre as redes.

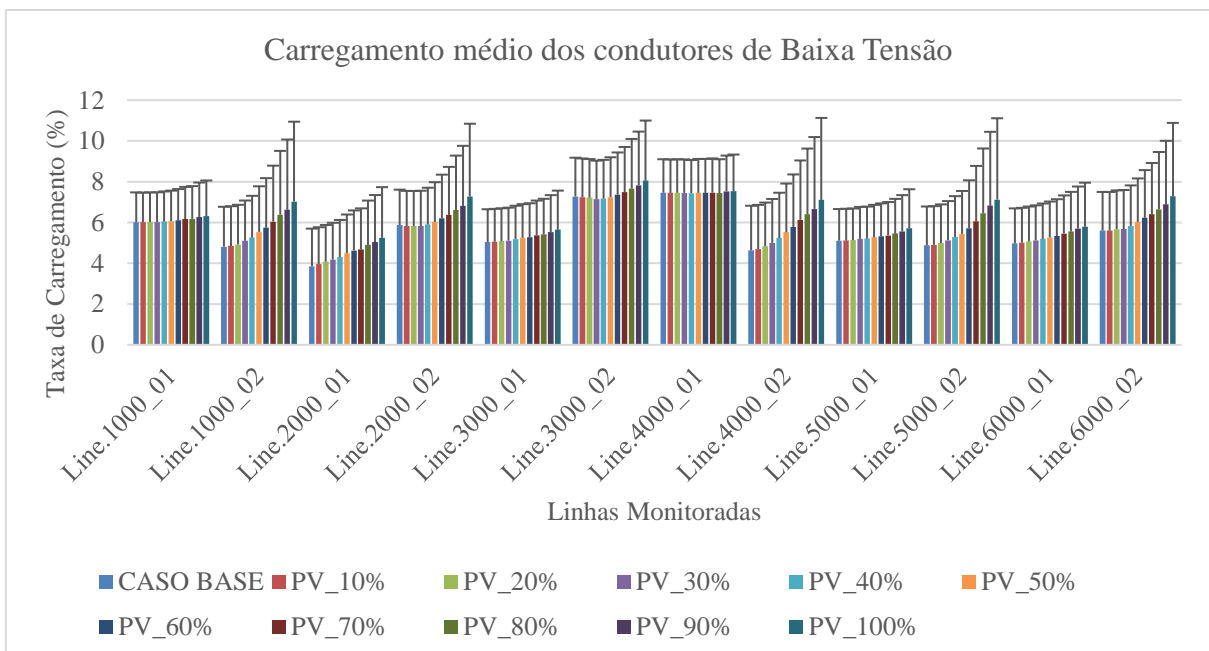


Figura 36 - Taxa de carregamento médio dos condutores na BT (com MMGD)

A Figura 37 apresenta o carregamento médio dos transformadores para este mesmo contexto. Destaca-se que o efeito da elevação do carregamento nos condutores de baixa tensão não representa um aumento automático na taxa de utilização do transformador de 150 kVA. Para o

caso Base, a taxa de carregamento desses equipamentos encontra-se em torno de 40% e para o cenário de 100% de penetração, a taxa de carregamento desses equipamentos é aproximadamente 30%.

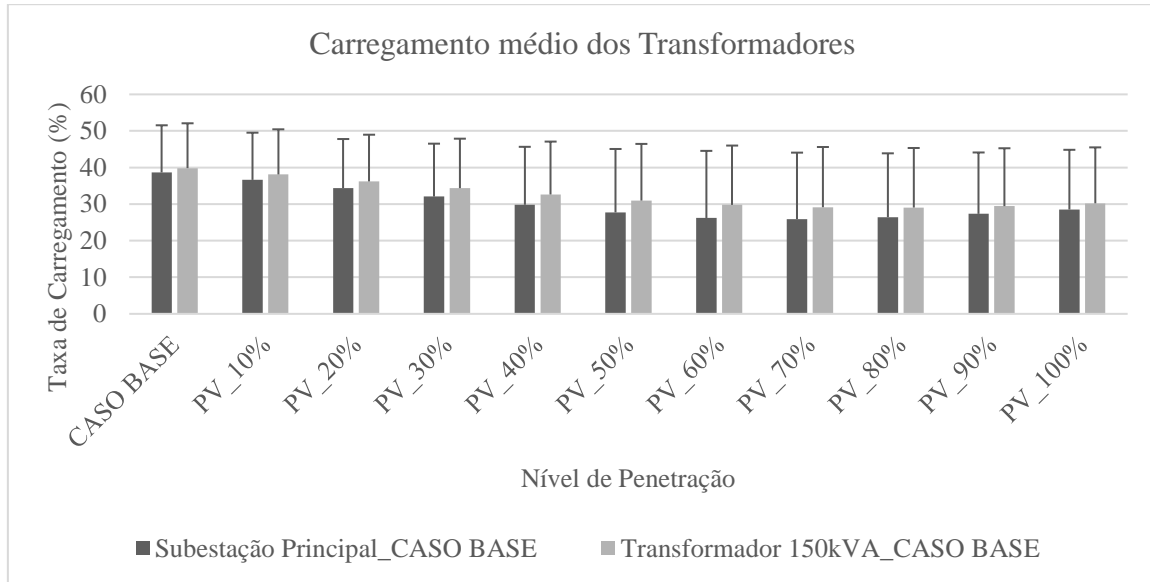


Figura 37 – Taxa de carregamento médio dos transformadores (com MMGD)

5.5 Análise da rede com MMGD e sistemas de armazenamento de energia (caso Completo)

Utilizando como referência os resultados obtidos na seção anterior e considerando os níveis de penetração para o qual as violações de tensão ocorreram, serão aplicados sistemas de armazenamento de energia por baterias (*BESS – Battery Energy Storage System*) para os níveis 60%, 80% e 100% de penetração de MMGD. Os resultados obtidos serão apresentados nos tópicos a seguir.

5.5.1 Tarifa branca

Para todos os níveis de penetração de BESS, considerando os níveis de penetração de MMGD indicados, foram observadas melhorias de performance na rede em relação ao caso de referência, sem BESS.

5.5.1.1 Análise das Perdas

Quando comparadas as perdas médias totais para os casos selecionados, observa-se que as perdas são reduzidas com o incremento no nível de penetração das BESS, para todos os casos, porém com os níveis das perdas sendo reduzidos de maneira mais expressiva na média tensão.

Na Figura 38 são destacados os níveis de penetração de geração (*ex: PV_XX%*) e níveis de penetração das BESS (*ex: BESS=X%*). Para o nível 60% de penetração de MMGD, percebe-se uma redução de até 23,11% nas perdas na média tensão quando comparados os cenários sem BESS e com 100% de BESS. Extrapolando essa mesma análise para os demais níveis de penetração de MMGD, a redução está na ordem de até 36,59% para 80% de MMGD e até 49,47% para 100% de MMGD.

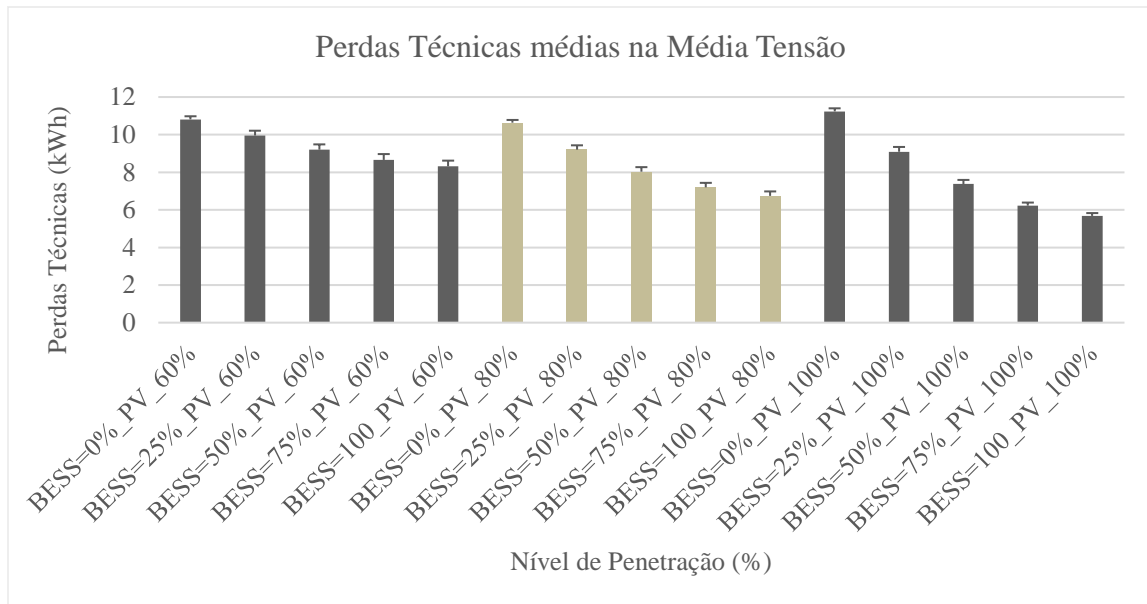


Figura 38 - Perdas Técnicas na MT (caso completo – tarifa branca)

A redução das perdas é percebida principalmente nos momentos de carga das baterias, minimizando a injeção de potência da geração na rede e nos momentos em que a tarifa de ponta e intermediária se encontram vigentes e conseqüentemente, ocorrem as descargas, minimizando o pico da curva de carga. Para a média tensão, os geradores e baterias equivalentes instalados nos nós possuem o mesmo tipo de conexão que a carga original (monofásica, bifásica ou trifásica) e por isso, a injeção da bateria ocorre em todas as fases, sendo mais expressiva para o sistema. Na baixa tensão, como a bateria está instalada em apenas uma fase, conforme conexão do gerador, o impacto na redução do pico de carga é proporcionalmente menor, mas também pode ser percebido. O consolidado das perdas na baixa tensão é apresentado na Figura 39.

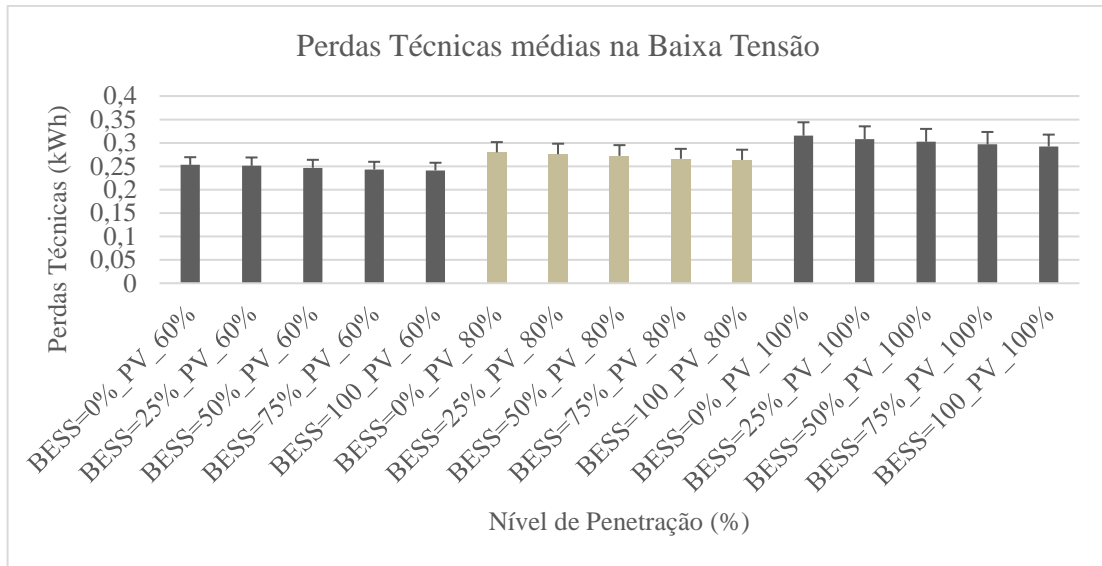


Figura 39 - Perdas Técnicas na BT (caso completo – tarifa branca)

Para os níveis 60%, 80% e 100% de penetração de MMGD, é percebido uma redução nas perdas quando comparados os cenários sem BESS e com 100% de penetração de BESS na ordem de 4,71%, 5,76% e 7,34% respectivamente.

Como exemplo, é apresentado na Figura 40 a variação dos níveis de perdas médias por hora ao longo de um dia para a média tensão, considerando o nível de 100% de penetração de MMGD. Já na Figura 41 é apresentada a variação do nível de perdas médias para a baixa tensão. Observa-se que no momento de pico da geração fotovoltaica as baterias conectadas à baixa tensão já encontram-se carregadas e por isso não ocorreram reduções significativas das perdas no período.

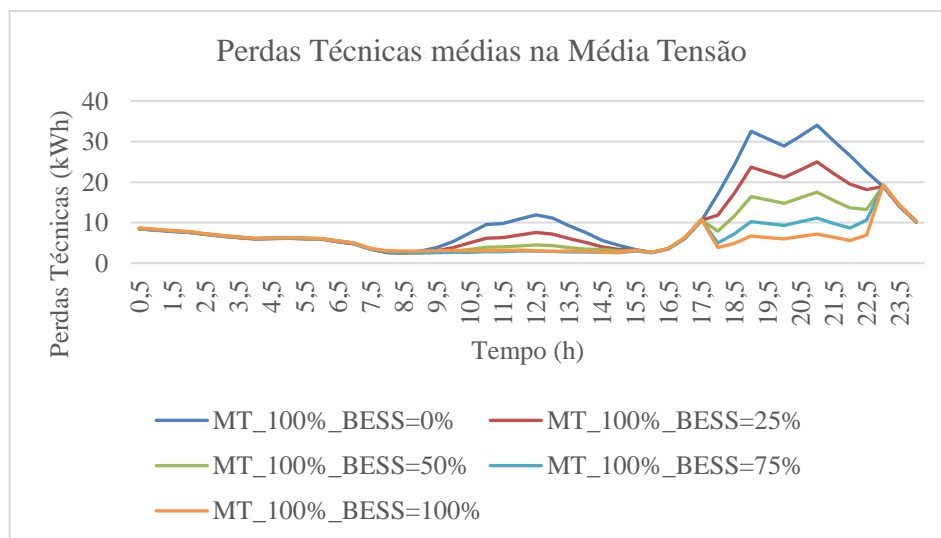


Figura 40 - Nível de Perdas médias para a MT (caso completo – tarifa branca)

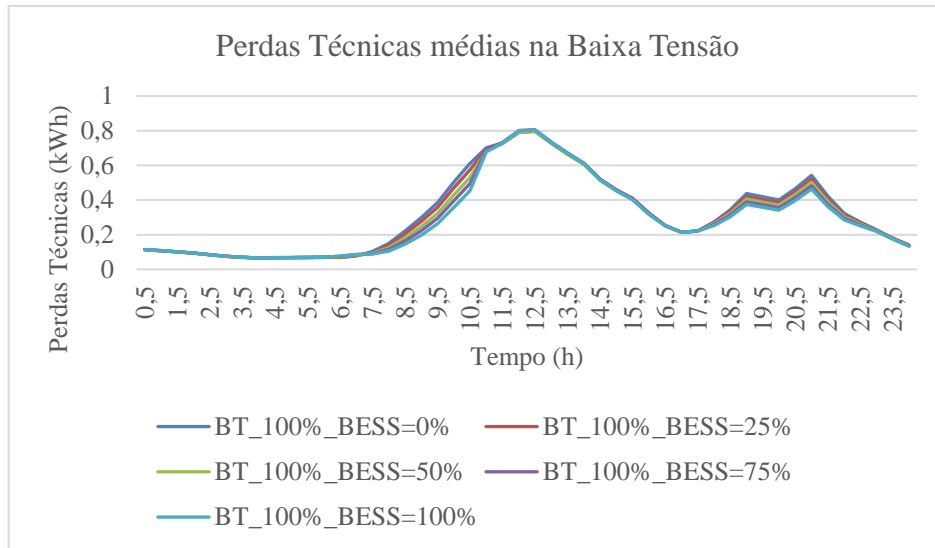


Figura 41 - Nível de Perdas médias para a BT (caso completo – tarifa branca)

5.5.1.2 Análise das Violações de Tensão

À medida que se aumenta o nível de penetração de BESS, é possível perceber uma redução nas violações de tensão para os níveis de penetração de MMGD em estudo. Para melhor visualização, o nível de impacto verificado para o caso sem BESS (2,10%, 16% e 45,21% para 60%, 80% e 100% de penetração de MMGD, respectivamente) foi fixado em 100% e utilizado como referência, conforme apresentado na Figura 42, que apresenta, neste caso, dados em relação a esta referência.

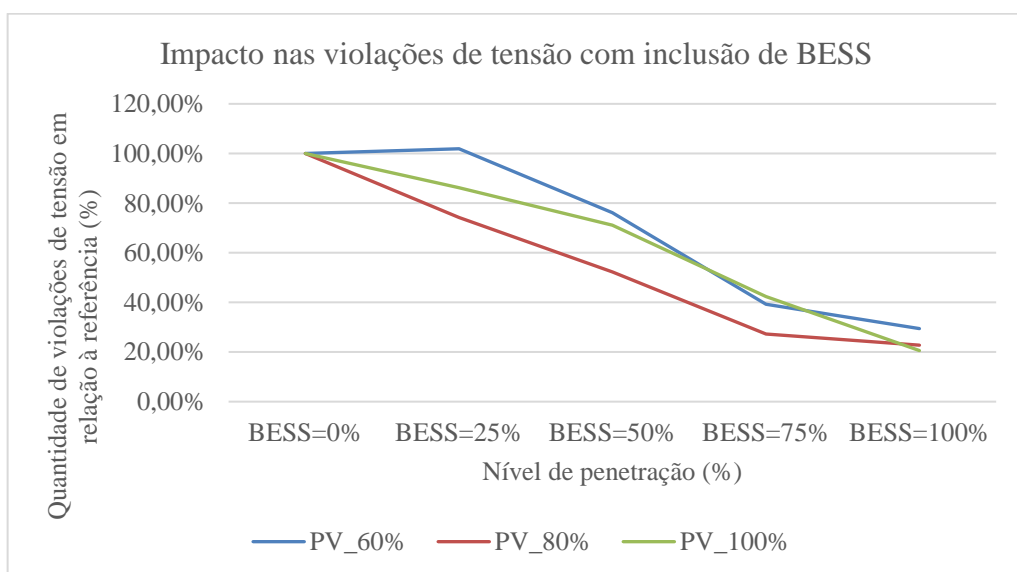


Figura 42 - Violações de Tensão proporcionais considerando inclusão de BESS, em referência ao Caso com MMGD, apenas – tarifa branca

Para os cenários com aplicação de 100% de BESS, comparando-os com o caso de referência (considerando apenas MMGD), percebem-se reduções significativas: o impacto nas violações de tensão são de 29,43%, 23,75% e 20,58% do caso de referência, ou seja, representam reduções de 70,57%, 76,25% e 79,42% nas violações de tensão para 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente.

A inclusão do BESS conseguiu reduzir os níveis de clientes impactados em todos os cenários, conforme informações apresentadas na Figura 43: considerando o percentual de redução quando comparados os cenários sem BESS e com 100% de BESS, tem-se até 60,39%, 30,58% e 26,74% de redução para 60%, 80% e 100% de MMGD respectivamente.

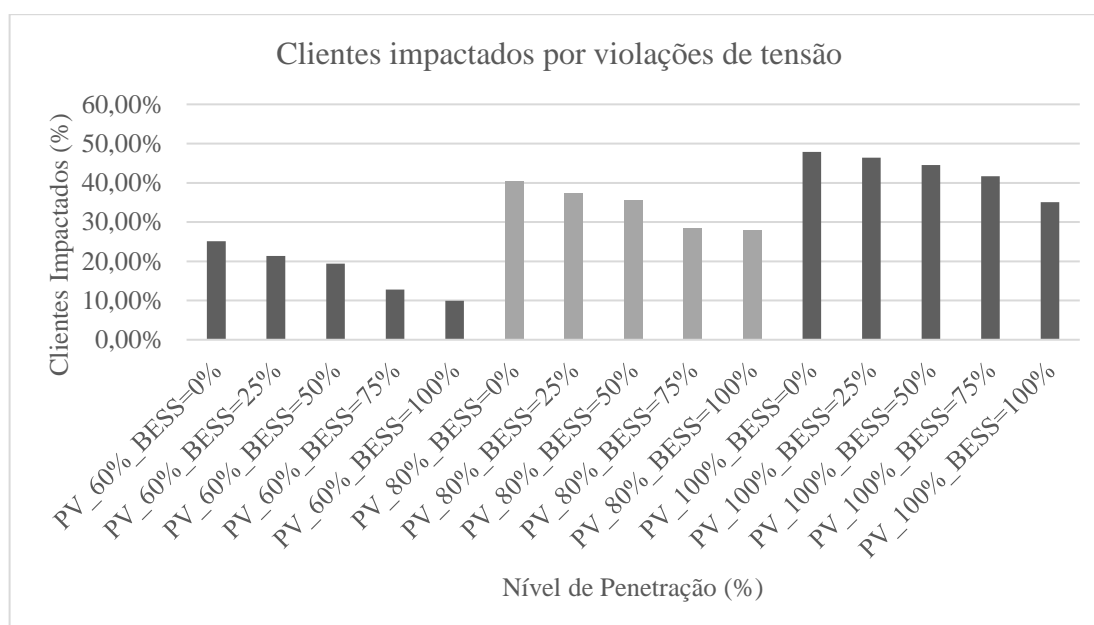


Figura 43 – Clientes impactados por violações de Tensão (caso completo – tarifa branca)

Consolidando todas as violações de tensão ocorridas por cliente e por nível de penetração, é possível identificar os principais clientes impactados. Na Figura 44 e Figura 45 são identificados os clientes que acumulam aproximadamente 50% de todo o impacto registrado. Conforme identificado na seção anterior, todos os clientes afetados encontram-se ao final do alimentador, seja na baixa tensão (nós 18, 26, 27 e 28) ou na média tensão (nó 83). Destaca-se que o nó 83, em específico, possui banco de capacitores trifásico conectado com capacidade de 600kVAr.

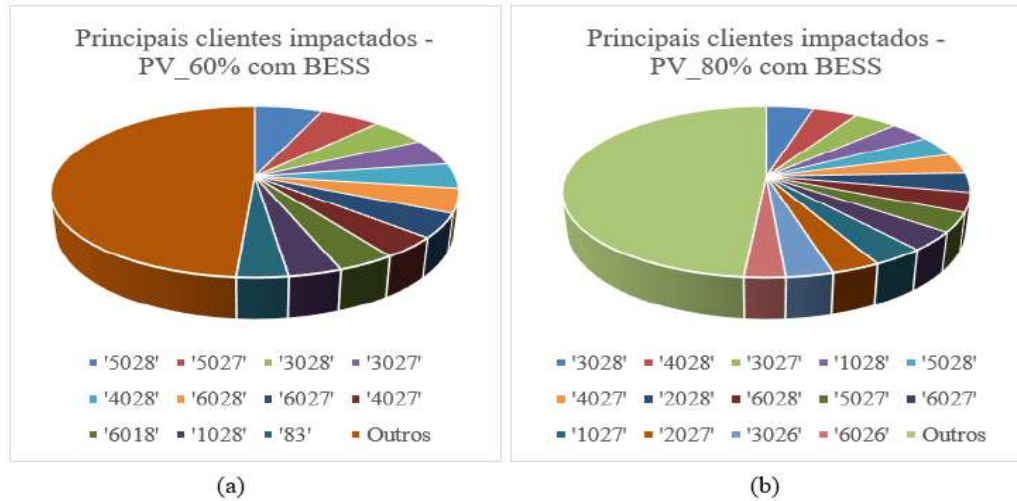


Figura 44 - Principais Clientes impactados para 60% e 80% de MMGD (caso completo - tarifa branca)

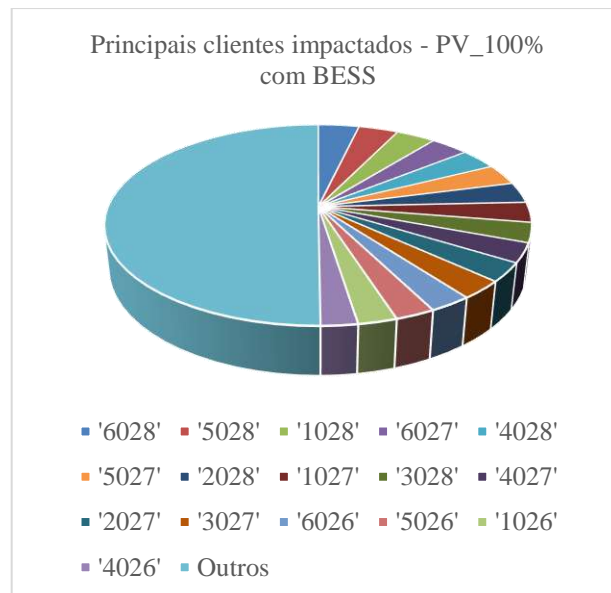


Figura 45 - Principais Clientes impactados para 100% de MMGD (caso completo - tarifa branca)

5.5.1.3 Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores

A taxa de carregamento dos alimentadores de média tensão foi reduzida com a inclusão dos BESS para todas as linhas monitoradas. Para 60% de penetração de MMGD as taxas de carregamento tiveram reduções de até 12,15% quando comparados o cenário de referência e o cenário com 100% de aplicação de BESS.

Já os cenários com 80% e 100% de MMGD ocorreram reduções mais significativas à medida que eram incluídos BESS, com reduções de até 19,42% e 35,73%, respectivamente, para 100% de BESS.

A redução no carregamento dos condutores de média tensão, neste cenário, decorre principalmente da compensação integral de energia nos momentos em que a tarifa é mais cara, ou seja, para os períodos de ponta e intermediário.

A Figura 46 abaixo apresenta o carregamento médio dos condutores para o cenário com 100% de MMGD, de modo a evidenciar o anteriormente descrito.

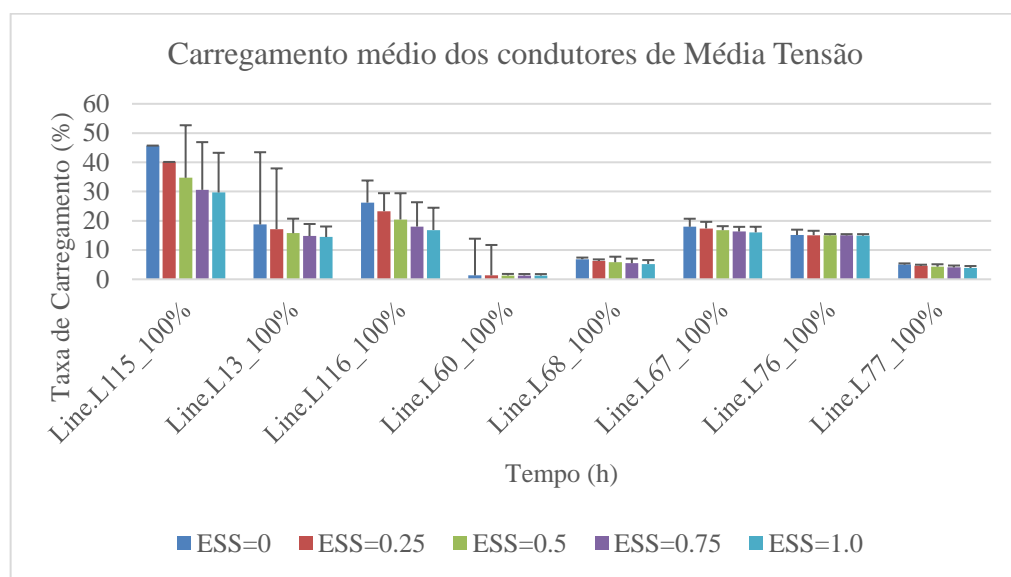


Figura 46 - Taxa de carregamento médio dos condutores na MT (caso completo – tarifa branca)

Para os condutores da baixa tensão, o comportamento deste indicador foi similar para todos os níveis de penetração. Considerando a inclusão de BESS, foi percebida redução na taxa de carregamento de até 4,07%, 4,91% e 6,22% em relação à referência (caso sem aplicação de BESS) para 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente. Observou-se, no entanto, que para alguns níveis de penetração de BESS ocorreram elevações nas taxas de carregamento, com menor intensidade: 2,15%, 0,49% e 0,58% para 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente.

Os resultados obtidos para 100% de penetração de MMGD são expressados na Figura 47.

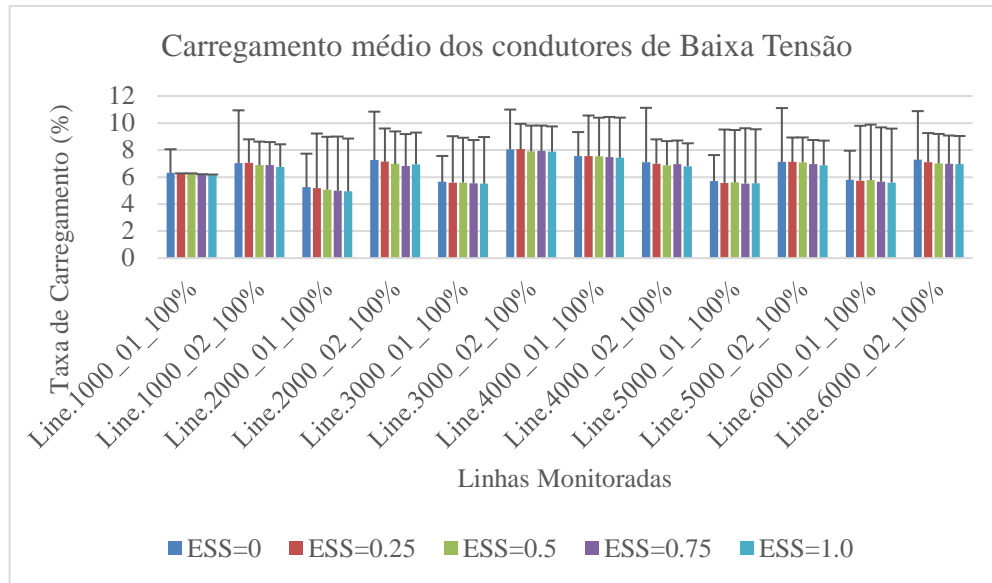


Figura 47 - Taxa de carregamento médio dos condutores na BT para 100% de MMGD (caso completo – tarifa branca)

A taxa de carregamento dos transformadores, que são um equivalente da taxa de carregamento dos circuitos, se apresenta conforme Figura 48. Observa-se que houve uma redução de até 36,97% e 2,75% quando aplicados 100% de BESS em relação ao cenário de referência, para a média e baixa tensão, respectivamente.

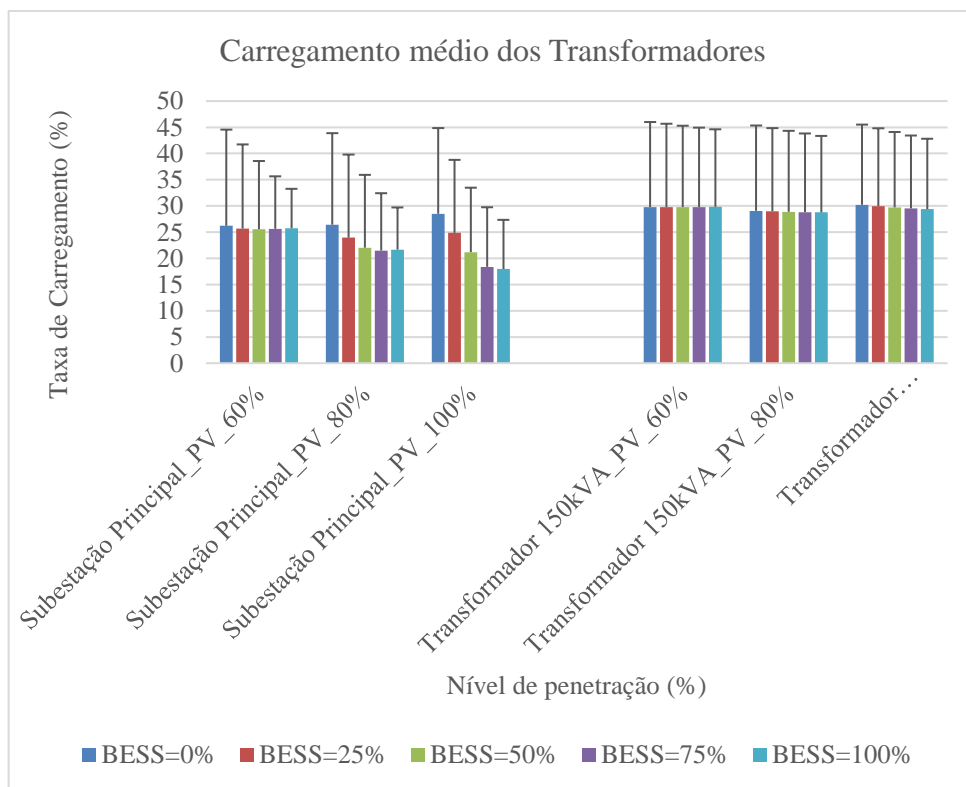


Figura 48 - Taxa de carregamento médio dos Transformadores (caso completo – tarifa branca)

5.5.2 Tarifa binômia

5.5.2.1 Análise das Perdas

O resultado da aplicação dos BESS considerando a aplicação da tarifa binômia também resultou em redução das perdas, porém, dado que em geral a capacidade de armazenamento desses sistemas é menor do que a capacidade de armazenamento dos BESS utilizados na tarifa branca, as reduções percebidas foram menores. As reduções dos níveis das perdas da média tensão quando comparados os casos sem BESS e com 100% de BESS são de até 7,54%, 13,03% e 18,75% para os casos com 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente.

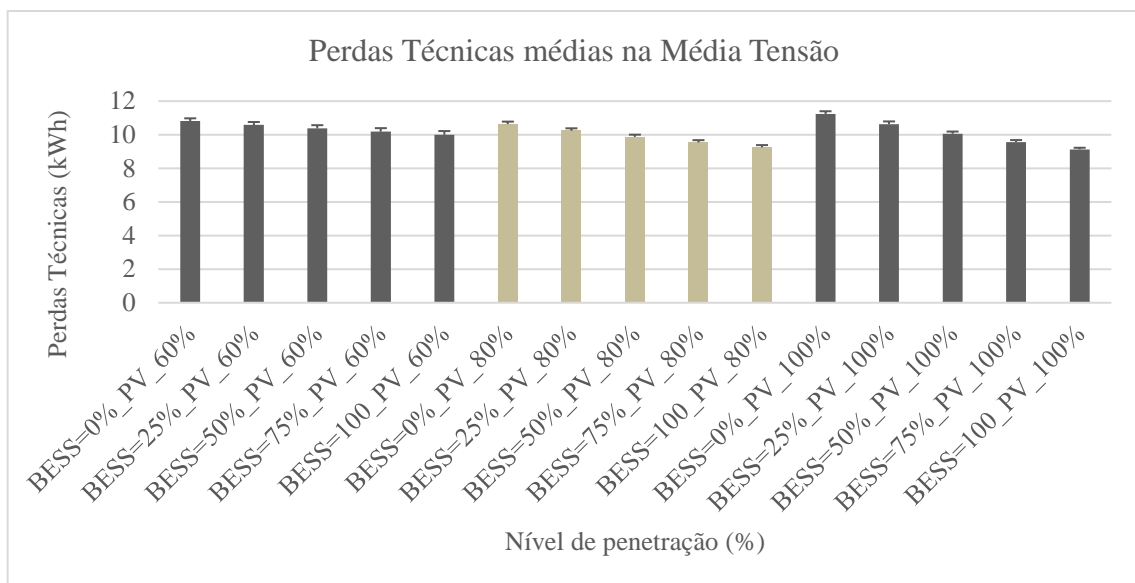


Figura 49 - Perdas Técnicas na MT (caso completo – tarifa binômia)

Resultados similares podem ser observados na baixa tensão, conforme Figura 50 abaixo. As reduções dos níveis das perdas quando comparados os casos sem BESS e com 100% de BESS são de até 3,69%, 4,14% e 5,44% para os casos com 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente. Para evidenciar o comportamento das perdas conforme estratégia operativa utilizada, também são apresentadas as perdas médias ao longo de um dia para 100% de penetração de MMGD na Figura 51 e na Figura 52.

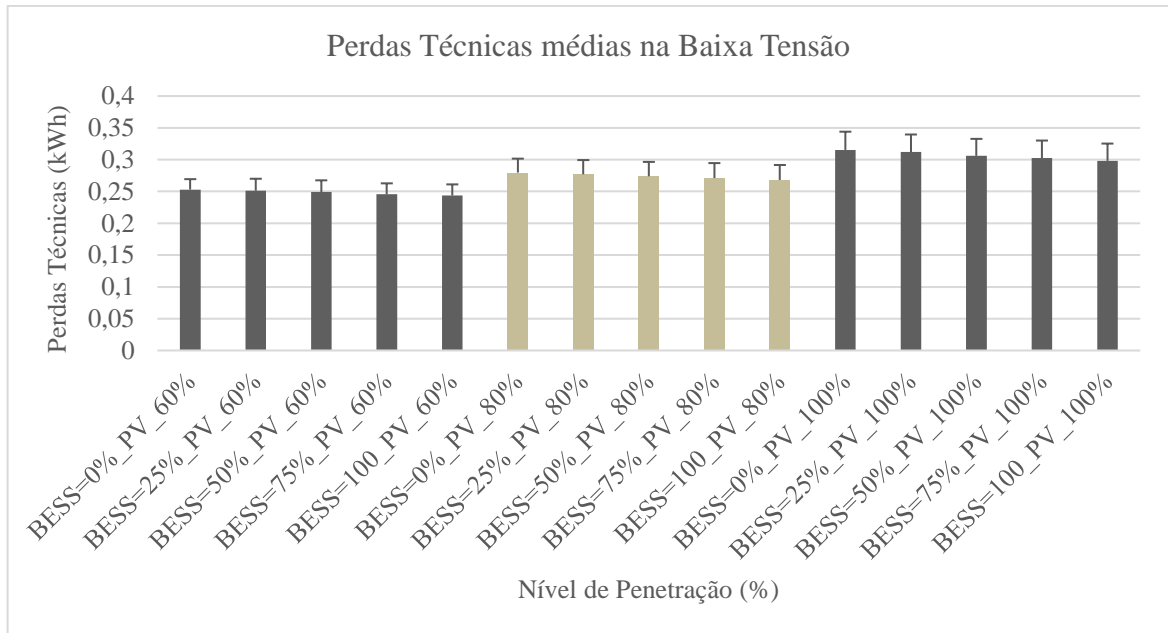


Figura 50 - Perdas Técnicas na BT (caso completo – tarifa binômia)

Observa-se que a redução do pico da curva de carga é menos expressivo, uma vez que o objetivo principal desta estratégia não é realizar a compensação integral da energia utilizada entre o período das 18:00h as 23:00h e sim realizar a compensação necessária para que o cliente não ultrapasse a potência contratada.

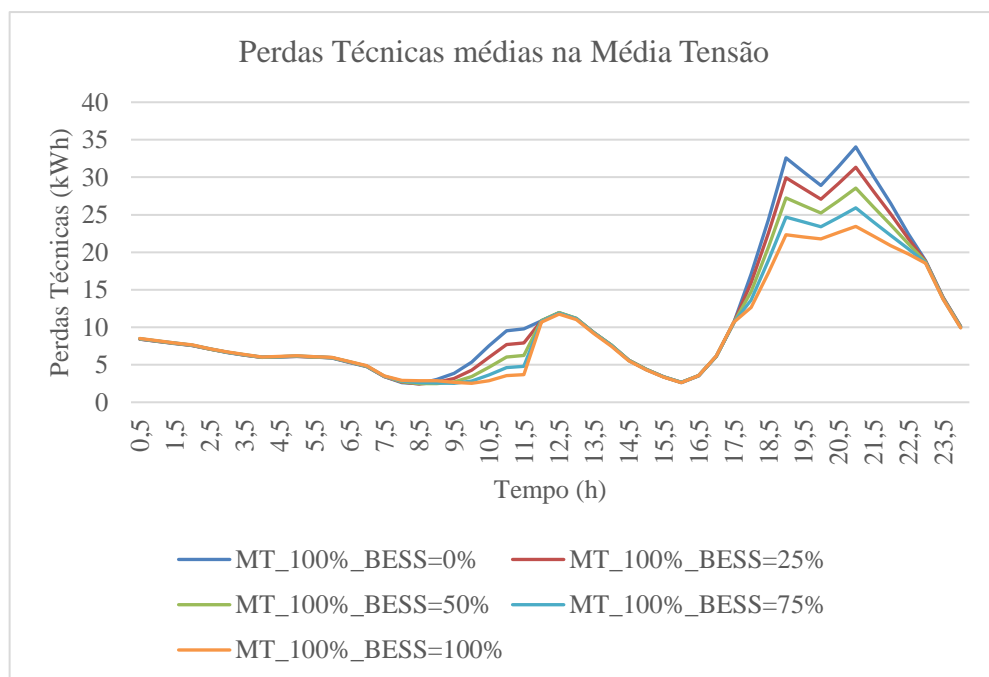


Figura 51 - Nível de Perdas médias para a MT (caso completo – tarifa binômia)

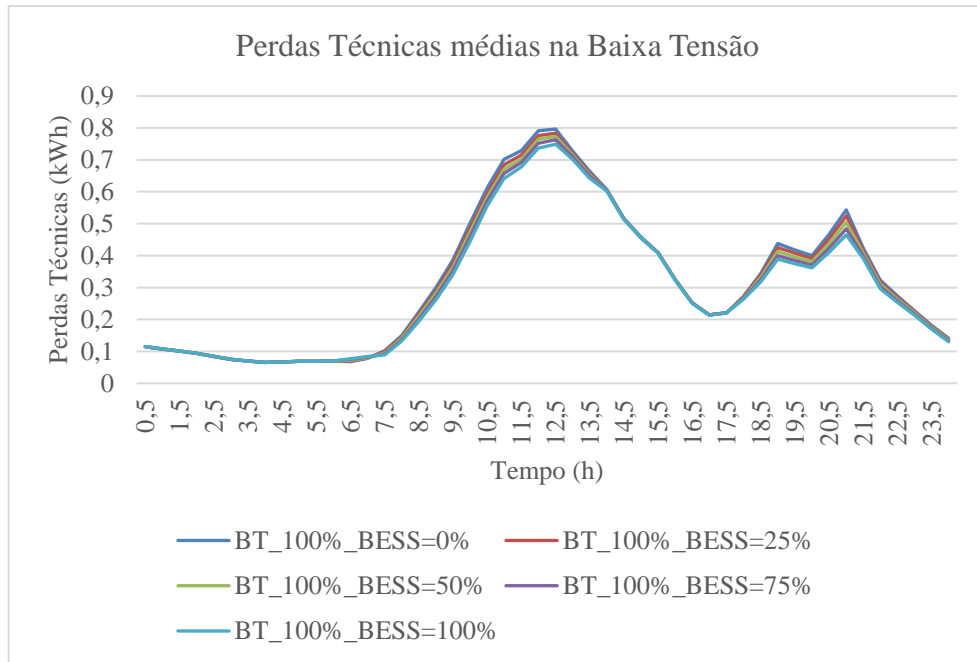


Figura 52 - Nível de Perdas médias para a BT (caso completo – tarifa binômia)

5.5.2.2 Análise das Violações de Tensão

No que tange às violações de tensão para esta estratégia, observa-se que houve uma redução mais expressiva nessas violações para 80% e 100% de penetração de MMGD. No entanto, para 60% de MMGD, percebe-se um aumento nas violações para os níveis de 25% e 50% de BESS, intensificando o impacto negativo. A partir de 75% de penetração de BESS as violações são reduzidas, conforme Figura 53. Cabe destacar que, com referência ao cenário sem BESS, as violações de tensão para 60% de MMGD representam apenas 2,10% do total de todas as violações registradas.

Esse aumento no impacto é percebido principalmente no período de pico da geração fotovoltaica, enquanto parte dos BESS já se encontram em flutuação. Para a média tensão, observa-se que para os níveis de 60% de MMGD, a maior parte dos BESS são carregados até as 11:00h e para os níveis de 80% e 100% de MMGD, a maior parte dos BESS se carregam até as 12:00h. De uma maneira geral, a capacidade do BESS em mitigar os impactos para o momento de pico da geração nesse sistema fica bastante limitada.

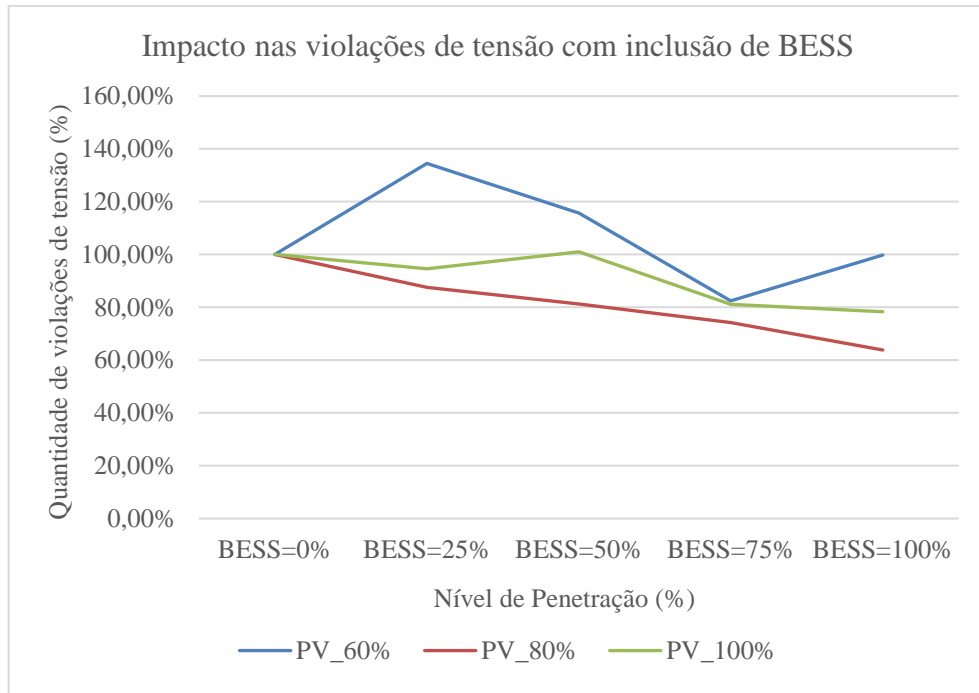


Figura 53 - Violações de Tensão proporcionais considerando inclusão de BESS, em referência ao Caso com MMGD, apenas – tarifa binômia

A Tabela 11 apresenta o percentual de impactos ocorridos para 60% de MMGD, utilizando o cenário sem BESS como referência, de modo a identificar os momentos ao longo do dia em que as violações aumentaram em relação a este patamar (destacadas em cinza). Para o período anterior as 9h e posterior as 15h não ocorreram violações de tensão. Observa-se que os impactos se intensificam a partir das 11 horas para o cenário com 25% de BESS (anterior ao observado para os demais patamares de BESS).

Tabela 11 - Violações de tensão percentuais em relação à referência no período das 9h às 15h

	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5	14	14,5	15
BESS=0%	0,10%	1,72%	1,72%	1,72%	11,06%	17,16%	17,16%	17,16%	22,02%	3,34%	3,34%	3,34%	0,19%
BESS=25%	0,10%	0,76%	0,76%	0,76%	12,49%	18,30%	21,83%	21,93%	28,79%	5,62%	5,62%	5,62%	0,00%
BESS=50%	0,00%	0,76%	0,76%	0,76%	9,63%	14,87%	21,16%	22,21%	27,26%	5,82%	5,82%	5,82%	0,29%
BESS=75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,62%	6,96%	14,20%	14,87%	19,45%	3,81%	4,29%	4,29%	0,10%
BESS=100%	0,00%	0,19%	0,19%	0,19%	5,34%	8,20%	16,21%	17,83%	24,69%	6,29%	6,48%	6,48%	0,19%

Em relação aos clientes afetados, não foram percebidos impactos positivos ou negativos constantes com a inclusão dos BESS e as variações em relação à referência não possuíram amplitude elevada. Considerando o cenário de 60% de penetração de MMGD, correspondente a 25,12% de clientes impactados no cenário sem BESS, a máxima variação obtida com a inclusão dos BESS representou redução em até 9,43% e aumento em até 5,66% desses

impactos. Já para o cenário com 80% de MMGD, correspondente a 40,28% de clientes impactados no cenário sem BESS, a máxima variação representou redução de até 4,71% e aumento de até 7,06% dos impactos em relação à referência. Para o cenário com 100% de MMGD, correspondente a 47,87% de clientes impactados sem BESS, a máxima variação verificada representou a manutenção do impacto inicial e o aumento de 5,94% de clientes impactados. Essas informações podem ser verificadas na Figura 54.

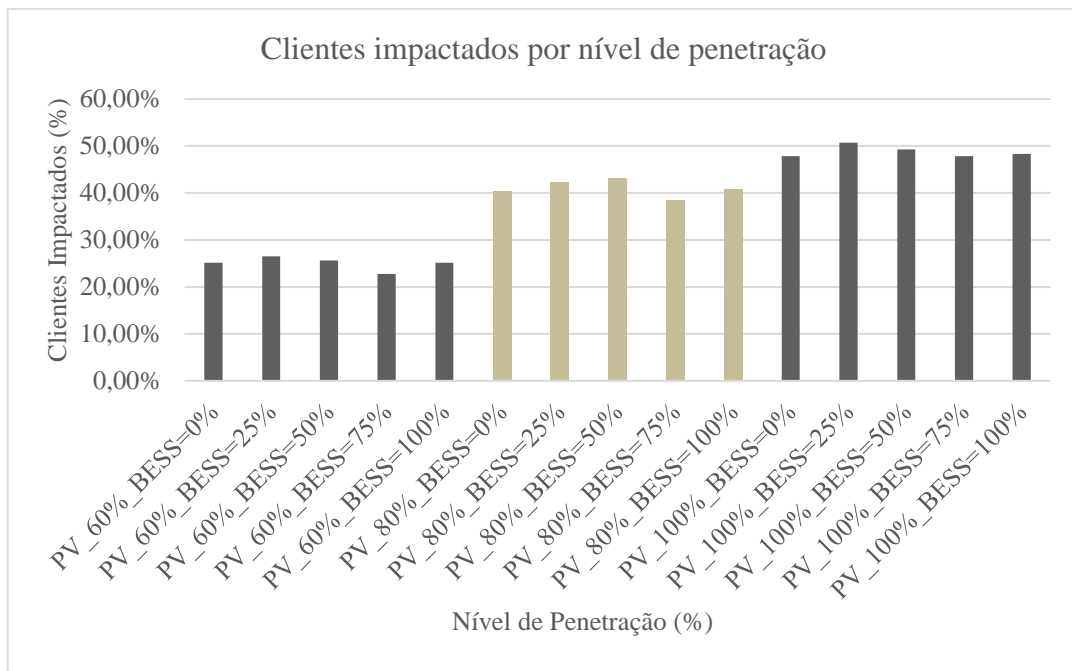


Figura 54 - Clientes impactados por violações de Tensão (caso completo – tarifa binômia)

Os clientes que possuíram os maiores impactos acumulados, considerando todos os níveis de penetração de BESS, estão apresentados na Figura 55 e Figura 56. Observa-se clientes mais impactados para 60% de MMGD se repetem para o cenário com 80% de MMGD quase que em totalidade. O mesmo acontece quando comparados os cenários com 60% de MMDG e 100% de MMGD. Observa-se também neste caso que os clientes mais impactados estão sempre localizados ao final dos alimentadores, nos nós 18, 26, 27 ou 28, no caso na baixa tensão ou no nó 83, da média tensão, ou seja, nas posições mais distantes em relação aos elementos de controle de tensão existentes na rede e com maiores níveis de resistência em relação à subestação.

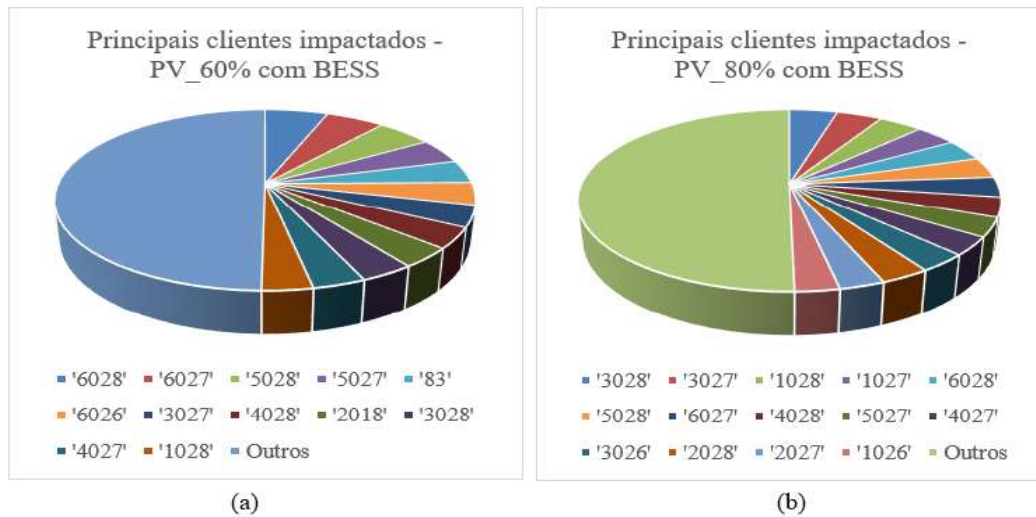


Figura 55 - Principais Clientes impactados para 60% e 80% de MMGD (caso completo - tarifa binômia)

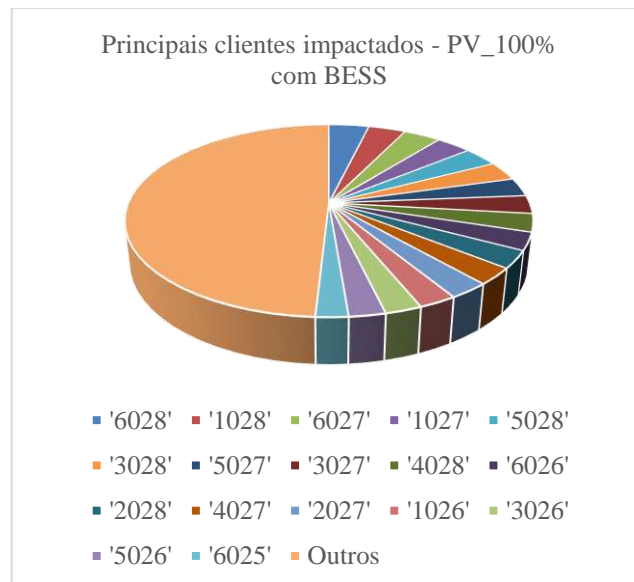


Figura 56 - Principais Clientes impactados para 100% de MMGD (caso completo - tarifa binômia)

5.5.2.3 Análise da taxa de carregamento dos condutores e transformadores

A taxa de carregamento para os condutores da média tensão foi reduzida com mais intensidade para os condutores mais próximos à subestação, em todos os cenários com aplicação de BESS estudados, mantendo-se o mesmo comportamento percebido nas análises anteriores, conforme apresentado na Figura 57.

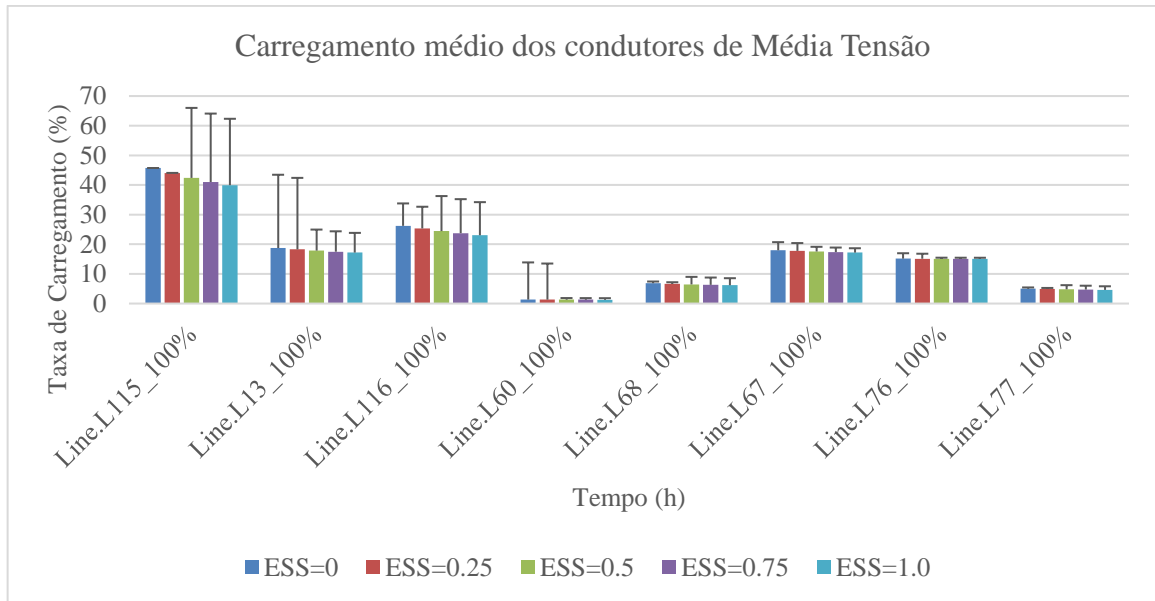


Figura 57 - Taxa de carregamento médio dos condutores na MT (caso completo – tarifa binômia)

Para os condutores da baixa tensão, o comportamento deste indicador foi similar para todos os níveis de penetração. Considerando a inclusão de BESS, foi percebida redução na taxa de carregamento de até 3,13%, 2,95% e 3,98% em relação à referência (caso sem aplicação de BESS) para 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente. Observou-se, no entanto, que para alguns níveis de penetração de BESS ocorreram elevações nas taxas de carregamento, com menor intensidade: 2,55%, 1,11% e 0,96% para 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente. Os resultados obtidos para 100% de penetração de MMGD são expressados na Figura 58.

A taxa de carregamento dos transformadores se apresenta conforme Figura 59 e com padrão de comportamento similar aos já verificados para a tarifa branca, porém com níveis de variações diferentes: houve uma redução de até 10,81% e até 2,61% quando aplicados 100% de BESS em relação ao cenário de referência, para a média e baixa tensão, respectivamente.

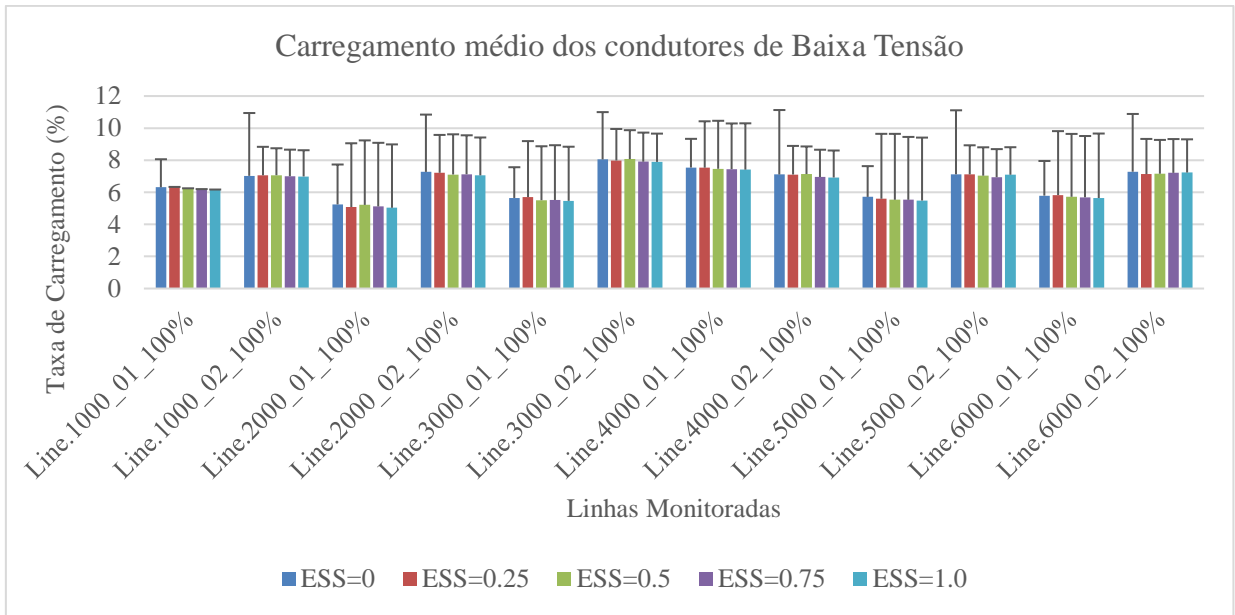


Figura 58 - Taxa de carregamento médio dos condutores na BT para 100% de MMGD (caso completo – tarifa binômia)

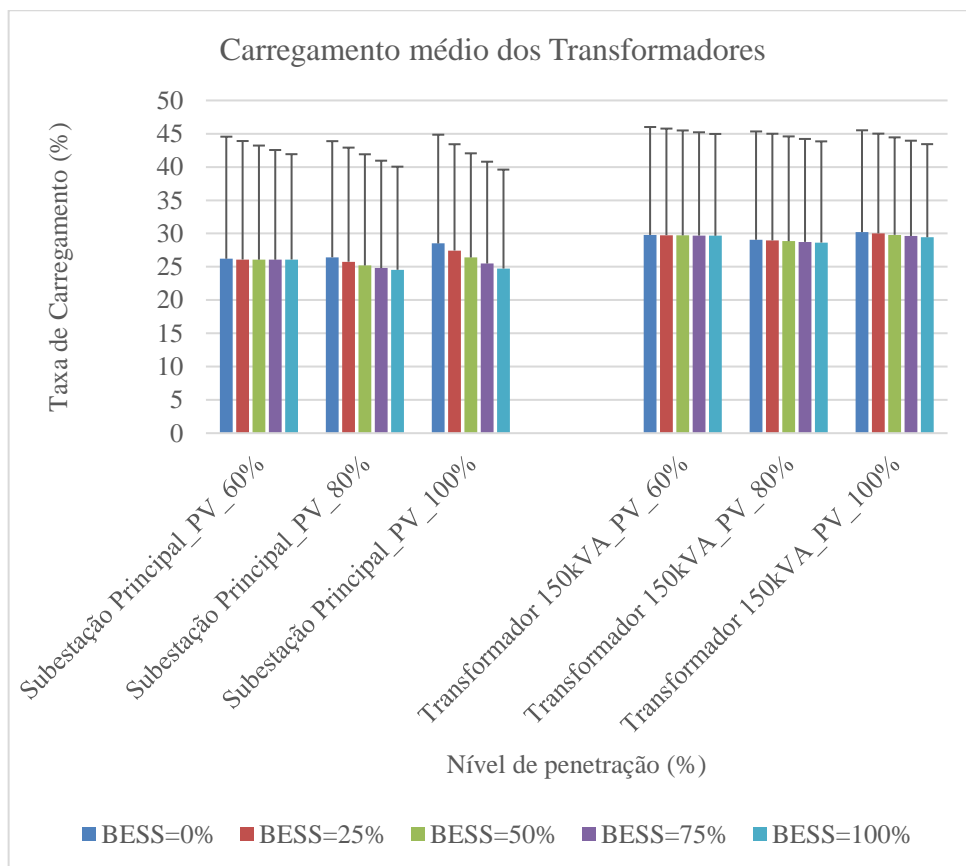


Figura 59 - Taxa de carregamento médio dos Transformadores (caso completo - tarifa binômia)

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O tema referente a aplicação de sistemas de armazenamento de energia, considerando em especial a aplicação de BESS (*Battery Energy Storage Systems*), tem ganhado destaque nos últimos anos devido à inclusão de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) nas redes de distribuição. No Brasil, a depender das modificações na regulação existente, a aplicação de sistemas de armazenamento pelo consumidor, visando gerenciar o consumo de energia e consequentemente seus custos, apresenta potencial para expansão. Este trabalho buscou investigar, considerando a aplicação de estratégias operativas baseadas na tarifa branca e binômia, se os cenários em que a aplicação ocorre de maneira descentralizada, sem um controle coordenado desses novos ativos pela concessionária, pode agregar benefícios indiretos para a rede, considerando os parâmetros de nível de perdas, violações de tensão e taxa de carregamento dos condutores e transformadores.

Percebeu-se uma redução contínua em relação ao nível de perdas na média tensão (à medida que aumentou-se o nível de penetração de MMGD) até aproximadamente 80% de penetração, quando as perdas começam a aumentar. Já para a rede de baixa tensão, quando existe restrição em relação a potência do gerador fotovoltaico e quando sua instalação na rede segue o mesmo padrão de conexão da carga com a concessionária, as perdas também reduzem continuamente até o nível 70% de MMGD, voltando a subir a partir de 80% de penetração. Em ambos os casos os níveis de perdas verificados para o caso sem MMGD não são alcançados, mesmo para 100% de penetração. Esses resultados estão coerentes com as informações apresentadas na literatura, considerando como referência as informações consolidadas em [10].

Observa-se, porém, que quando os geradores fotovoltaicos possuem potência inferior a 5 kWp e são conectados mediante inversor monofásico para compensação integral da energia do consumidor, as perdas elevam-se continuamente acima do nível verificado para o caso Base, principalmente por que, proporcionalmente, a injeção de potência é muito superior a capacidade da carga conectada aquele nó.

Em relação as análises de tensão, verificou-se que 97,44% das violações ocorrem na baixa tensão, sendo esta a rede mais susceptível às elevadas penetrações de MMGD. Esse resultado

está dentro do que é esperado para esses sistemas, uma vez que as redes de média tensão possuem recursos, normalmente não instalados em redes de baixa tensão, para regulação de tensão. Percebeu-se também que o nível de impacto é proporcional ao nível de penetração, chegando a afetar até 47% dos consumidores da rede para 100% de MMGD instaladas.

As taxas de carregamento de condutores e transformadores apresentaram comportamento similar ao das perdas e não se mostraram como parâmetro crítico em todas as análises realizadas, uma vez que o limite térmico dos elementos monitorados não foi alcançado.

Em relação à média tensão e transformadores, as taxas de carregamento são reduzidas em um primeiro momento, uma vez que há redução no fluxo demandado da rede, uma vez que as cargas passam a consumir a energia gerada a partir da MMGD. Para a baixa tensão, o nível de carregamento dos condutores é elevado para alguns trechos monitorados, mas sem exceder os limites de capacidade de cabos.

Após a aplicação dos sistemas de armazenamento na rede, seja considerando a estratégia operativa baseada na tarifa branca, seja na Binômia, percebeu-se melhoria em relação aos indicadores analisados para a maioria dos casos.

Considerando a utilização da tarifa branca, a aplicação de armazenamento pelo consumidor conseguiu reduzir as perdas na média tensão em até 23,11%, 36,59% e 49,47% e na baixa tensão em até 4,71%, 5,76% e 7,34% para os cenários com 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente.

Quando considerada a utilização da tarifa binômia, a aplicação de sistemas de armazenamento pode reduzir as perdas em até 7,54%, 13,03% e 18,75% para a média tensão e até 3,69%, 4,14% e 5,44% para a baixa tensão, considerando os mesmos 60%, 80% e 100% de MMGD, respectivamente.

Quando utilizada a estratégia operativa baseada na tarifa branca, as reduções nas violações de tensão em relação ao caso de referência (sem BESS) se mostram bastante significativas, alcançando até 79,42% para o cenário mais positivo, sendo o impacto aos clientes reduzidos em até 60,39% para este mesmo nível de penetração.

Para a tarifa binômia ocorrem reduções nas violações de tensão para a maioria dos cenários de inclusão de BESS, porém, em relação aos clientes impactados, as reduções não se mostraram

expressivas, sendo a máxima redução de até 9,43% para o nível 60% de MMGD, considerando aplicação de 75% de BESS.

Apesar da rede utilizada não possuir níveis de carregamento elevados, observou-se que a inclusão de sistemas de armazenamento pode reduzir as taxas verificadas inicialmente, especialmente para a rede de média tensão, tanto dos condutores quanto dos transformadores.

Nos transformadores, a redução observada foi de até 36,97% (subestação principal) e 2,75% (transformador de 150kVA) para a tarifa branca e 10,81% (subestação principal) e 2,61% (transformador de 150kVA) para a tarifa binômia, quando aplicados 100% de BESS.

Diante dos resultados obtidos, verifica-se que a aplicação de BESS, mesmo com as restrições imputadas ao tipo de conexão do gerador fotovoltaico, apresenta ganhos indiretos para a rede, salvo as exceções ressaltadas em alguns cenários estudados para a tarifa binômia. Nota-se que a melhoria de desempenho, considerando os parâmetros adotados, são maiores para os cenários de adoção da tarifa branca, em detrimento à tarifa binômia.

Em continuidade ao que foi desenvolvido neste trabalho sugere-se os tópicos a seguir como trabalhos futuros:

- Realização de detalhamento das redes de baixa tensão em um maior número de nós da média tensão, buscando capturar, de maneira mais expressiva, a influência na aplicação de MMGD e BESS nesses sistemas.
- Realizar alterações no patamar de potência contratada pelo consumidor para a tarifa binômia, de modo a identificar os cenários que apresentam maiores benefícios para a rede. Nota-se que a tarifa em questão não encontra-se implementada no momento e que as premissas consideradas também podem demandar revisões;
- Realização de estudos similares considerando a modelagem de redes de média tensão com parâmetros reais, viabilizando a percepção das particularidades desse sistema;
- Desenvolvimento de controles específicos para carga e descarga das baterias que busquem considerar disponibilidade de capacidade do BESS nos momentos de pico da geração;
- Desenvolvimento de nova estratégia de controle de tensão da rede e de controle dos inversores que maximize a geração de energia do consumidor e busque minimizar as violações de tensão;

- Realizar estudo buscando otimizar o dimensionamento dos sistemas de baterias de acordo com a estratégia operativa adotada para o consumidor;
- Realizar estudos complementares considerando restrição para injeção de potência na rede pelos consumidores que optarem pela instalação de MMGD.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Brasília: [s.n.].
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 13 out. 2019.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 3 jun. 2020.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482 / 2012 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília: [s.n.].
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Chamada nº 021/2016 - Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro”**. Brasília: [s.n.].
- [6] HATZIARGYRIOU, N. et al. **The impact of battery energy storage systems on distribution networks** Technical Report 721. [s.l: s.n.].
- [7] RAZAVI, S. E. et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, n. January 2019, p. 157–167, 2019.
- [8] MAHMUD, N.; ZAHEDI, A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 582–595, 2016.
- [9] MASTERS, C. L. Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines. **Power Engineering Journal**, v. 16, n. 1, p. 5–12, 2002.
- [10] BEGOVIC, M. M. et al. Integration of photovoltaic distributed generation in the power distribution grid. **Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences**, p. 1977–1986, 2012.
- [11] WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008.
- [12] CUNHA, V. C. D. **Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos**. 2017. 98 f. M.Sc. - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2017.
- [13] LAMBERTI, F. et al. Impact analysis of distributed PV and energy storage systems in unbalanced LV networks. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015**, p. 1–6, 2015.
- [14] PROCOPIOU, A. T. **Active Management of PV-Rich Low Voltage Networks**. 2017. Ph.D. - The University of Manchester. 2017.
- [15] CAMPOS, G. P. et al. Energy storage system specification and allocation for a distribution system with distributed generation. **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**, p. 1–6, 2018.
- [16] NAVARRO, A.; OCHOA, L. F.; RANGLES, D. Monte Carlo-based assessment of PV impacts on real UK low voltage networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–5, 2013.
- [17] QUIRÓS-TORTÓS, J. et al. Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3028–3039, 2016.

- [18] DELOITTE DEVELOPMENT LLC. **Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector.** [s.l: s.n.].
- [19] SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.** California: [s.n.].
- [20] SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program.** California: [s.n.].
- [21] INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION. **Electrical Energy Storage - White paper.** Switzerland: [s.n.].
- [22] SCOTT, I.; LEE, S.-H. **Large Energy Storage Systems - Handbook.** Nova Iorque: CRC Press & Taylor & Francis Group, 2011.
- [23] MEDINA, P. et al. **Electrical Energy Storage Systems : Technologies ' State-of-the-Art , Techno-Economic Benefits and Applications Analysis.** **2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences**, p. 2295–2304, 2014.
- [24] ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, E. **Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits.** Califórnia: [s.n.].
- [25] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2016-2025)Nota Técnica DEA 24/16.** Rio de Janeiro: [s.n.].
- [26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 482/2012.** Brasília: [s.n.].
- [27] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 687/2015.** Brasília: [s.n.].
- [28] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Balanco Energético Nacional 2018: Ano base 2017.** Rio de Janeiro: [s.n.].
- [29] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018.** Rio de Janeiro: [s.n.].
- [30] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Balanco Energético nacional 2020: Ano base 2019.** Rio de Janeiro: [s.n.].
- [31] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia.** Brasília: MME/EPE: [s.n.].
- [32] EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 / Ministério de Minas e Energia.** Brasília: MME/EPE: [s.n.].
- [33] PINHO, J. T.; GALDINHO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: [s.n.].
- [34] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 1 set. 2019.
- [35] KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis.** 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2017.
- [36] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1ª edição ed. São Paulo: Blucher, 2005.
- [37] ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, E. **Smart Grid Resource Center.** Disponível em: <<https://smartgrid.epri.com/>>. Acesso em: 11 nov. 2019.
- [38] BLOOMBERGNEF. **Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019.** Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>>. Acesso em: 13 out. 2019.
- [39] BLOOMBERGNEF. **A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices.** Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>>.

Acesso em: 13 out. 2019.

- [40] BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of Distributed Generation Allocation and Sizing on Reliability, Losses and Voltage Profile. **IEEE Bologna PowerTech Conference**, p. 5, 2003.
- [41] FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 94 f. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. 2006.
- [42] ROCHA, C.; RADATZ, P.; KAGAN, N. Voltage Regulators Operational Stress Analysis and Reduction in Distribution Systems with Distributed Generation. **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, p. 1–6, 2018.
- [43] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group**. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 21 nov. 2019.
- [44] SCHNEIDER, K. P. et al. Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders Report Prepared by the Test Feeder Working Group of the Distribution System Analysis Subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 3181–3188, 2018.
- [45] PIZZALI, L. F. O. **Cálculo de Fluxo de Potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. M.Sc. - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. 2003.
- [46] SILVA, R. L. N. D. **Avaliação do desempenho de redes de distribuição radiais em Baixa Tensão com conexão de microgeração Fotovoltaica**. 2016. COPPE/UFRJ. 2016.
- [47] CARLETTE, L. P. **Análise do impacto de inversores inteligentes aplicados a redes de Baixa Tensão**. 2019. M.Sc. - COPPE/UFRJ. 2019.
- [48] PORTAL SOLAR. **Simulador Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>>. Acesso em: 1 ago. 2019.
- [49] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 17 nov. 2019.
- [50] KALOS, M. H.; WHITLOCK, P. A. **Monte Carlo Methods - Second Revised and Enlarged Edition**. Second Edi ed. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2008.
- [51] HOKE, A. et al. Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders Preprint. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, n. July, 2012.
- [52] ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Simulation Tool – OpenDSS**. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 3 fev. 2020.
- [53] ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **OpenDSS Files**. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>. Acesso em: 3 fev. 2020.
- [54] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. Brasília: [s.n.].
- [55] ROCHA, C. **Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída, Microgeração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDSS**. 2016. Universidade de São Paulo – USP. 2016.
- [56] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília: [s.n.].
- [57] NEXANS. **Products - Utility Cable**. Disponível em: <https://www.nexans.us/eservice/pdf-localgroup/Utility_Cable.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2020.
- [58] ENERGISA. **Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas - ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº149/2018 - Norma de Distribuição Unificada NDU - 006**. João Pessoa - PB: [s.n.].

[59] TESLA. **Powerwall**. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall>>. Acesso em: 3 fev. 2020.